

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

ПРОМЫШЛЕННАЯ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА
И ТЕПЛОТЕХНИКА

СПРАВОЧНИК

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА

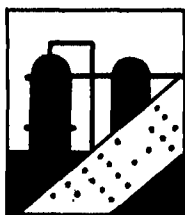
СПРАВОЧНАЯ СЕРИЯ

В четырех книгах

Под общей редакцией
В. А. ГРИГОРЬЕВА и В. М. ЗОРИНА

2-е издание, переработанное

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1991



ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА

СПРАВОЧНИК

Под общей редакцией
В. А. Григорьева и В. М. Зорина
2-е издание, переработанное

КНИГА 4



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1991

ББК 31.391

П 81

УДК 658.26:621.1 (035.5)

Рецензенты: А. А. Троицкий (разд. 1), А. И. Плужников (разд. 2), М. Б. Гутман (разд. 3), Л. С. Бобе (разд. 4), В. А. Гарин (разд. 5), Н. М. Зингер (разд. 6), Л. Н. Степанян (разд. 7), Н. Н. Рогачев (разд. 8), В. Н. Чумаков (разд. 9).

Авторы: А. М. Бакластов, Б. Г. Борисов, В. М. Бродянский, Э. П. Волков, Д. Б. Вольфберг, В. В. Галактионов, В. А. Горбенко, А. К. Городов, В. А. Григорьев, О. Л. Данилов, В. И. Доброхотов, А. Л. Ефимов, Н. В. Калинин, А. Д. Ключников, Ю. А. Корытин, А. Б. Кувалдин, А. А. Макаров, А. В. Мартынов, О. И. Мартынова, И. П. Морозов, М. А. Панько, В. Н. Полушкин, Л. Н. Сидельковский, Е. Я. Соколов, Е. П. Стефани, Ю. В. Троянkin, Л. Г. Ткачев, П. Г. Удыма, В. Н. Юрнев

Редактор издательства **Н. М. Пеунова**

Издается с 1980 г.

Промышленная теплоэнергетика и теплотехника:

П 81 Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина — 2-е изд., перераб. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 588 с.: ил. — (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 4).

ISBN 5-283-00087-7

Предлагаемый справочник является четвертой, заключительной книгой справочной серии «Теплоэнергетика и теплотехника». Содержит сведения по высокотемпературным теплотехнологическим, электротермическим, холодильным и криогенным установкам. Приведены характеристики промышленных теплообменников аппаратов, а также данные по тепловым сетям и системам теплоэнергоснабжения. Первое издание вышло в 1983 г. Во второе издание включен новый раздел — «Энергосбережение».

Для инженеров-теплоэнергетиков и теплотехников.

П 2203070000-275 214-89
051(01)-91

ББК 31.391

ISBN 5-283-00087-7 (Кн. 4)

© Энергоатомиздат, 1983

ISBN 5-283-00091-5

© Авторы, 1991
с изменениями

СОДЕРЖАНИЕ КНИГ СПРАВОЧНОЙ СЕРИИ «ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА»

Книга первая

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Раздел первый	Энергетика и электрификация
Раздел второй	Физические величины и их единицы
Раздел третий	Основные правила оформления конструкторской документации
Раздел четвертый	Основные сведения по математике
Раздел пятый	Вычислительная техника для инженерных расчетов
Раздел шестой	Основные сведения по физике
Раздел седьмой	Основные сведения по физической и коллоидной химии
Раздел восьмой	Конструкционные материалы теплотехники и методы контроля
Раздел девятый	Расчет на прочность элементов конструкций теплотехнического оборудования
Раздел десятый	Экономика теплоэнергетики и теплотехники
Раздел одиннадцатый	Охрана труда в теплоэнергетике и теплотехнике

Книга вторая

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕПЛОТЕХНИКИ. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Раздел первый	Механика жидкости и газа
Раздел второй	Термодинамика
Раздел третий	Основы тепло- и массообмена
Раздел четвертый	Теплообмен в элементах сверхпроводящих систем
Раздел пятый	Охлаждение электрических машин и трансформаторов
Раздел шестой	Теплообмен в радиоэлектронной аппаратуре
Раздел седьмой	Основы теории и расчета горения топлив
Раздел восьмой	Теплотехнические измерения
Раздел девятый	Методы экспериментального изучения процессов тепло- и массообмена
Раздел десятый	Экспериментальные методы определения теплофизических свойств веществ
Раздел одиннадцатый	Оптимизация теплофизического эксперимента

Книга третья

ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Раздел первый	Паровые котлы
Раздел второй	Реакторы и прогенераторы
Раздел третий	Паротурбинные установки

Раздел четвертый	Газотурбинные и комбинированные установки
Раздел пятый	Насосы и газодувные машины
Раздел шестой	Технологические системы и компоновки ТЭС и АЭС
Раздел седьмой	Водный режим, химический контроль и обработка воды на ТЭС и АЭС
Раздел восьмой	Нетрадиционная энергетика

Книга четвертая

ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА

Раздел первый	Энергосбережение
Раздел второй	Высокотемпературные теплотехнологические установки
Раздел третий	Электротермические установки
Раздел четвертый	Промышленные тепло- и массообменные аппараты и установки
Раздел пятый	Холодильные и криогенные установки
Раздел шестой	Теплофикация и тепловые сети
Раздел седьмой	Системы теплоэнергоснабжения промышленных предприятий
Раздел восьмой	Автоматизированное управление теплотехническими объектами
Раздел девятый	Энергетика и охрана окружающей среды

ПРЕДИСЛОВИЕ КО ВТОРОМУ ИЗДАНИЮ СПРАВОЧНОЙ СЕРИИ «ТЕПЛОТЕХНИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА»

Интенсивное развитие советской теплоэнергетики, освоение новых типов схем и оборудования для получения и использования электрической и тепловой энергии, внедрение в практику новых методов расчетов и конструирования, обновление нормативных материалов — все это предъявляет особые требования к соответствующей справочной литературе. В условиях мощного потока информации специалистам-теплотехникам и теплоэнергетикам необходимы книги, в которых в компактной и удобной форме систематизированы сведения фундаментального и прикладного характера, достижения в методологии и конкретных разработках, имеющиеся в смежных областях техники.

Первое издание справочной серии «Теплотехника и теплоэнергетика», состоящее из четырех книг, вышло в 1980—1983 гг. В целом хорошая оценка справочникам 1-го издания дана в рецензиях, опубликованных в журнале «Теплоэнергетика», а также в письмах специалистов и на ряде читательских конференций, проведенных Энергоатомиздатом на различных предприятиях и в учреждениях.

Авторы и редакторы серии искренне и глубоко благодарны рецензентам, а также всем читателям, которые в той или иной форме приняли участие в обсуждении справочников, высказали пожелания и замечания, направленные на улучшение их структуры и содержания разделов.

Все отмеченное выше побудило авторов приступить к работе над вторым изданием серии, которая также состоит из четырех книг. Справочники серии предназначаются в первую очередь для практических работников — теплоэнергетиков и теплотехников, для инженерно-технического персонала электрических станций, промышленных предприятий, научно-исследовательских и проектных организаций, они будут полезны студентам и преподавателям соответствующих специальностей вузов.

Все разделы справочников второго издания подверглись существенной переработке, а значительная часть практически написана заново.

Особое внимание уделено возможности практического освоения понятий и задач каждого раздела теплотехниками и теплоэнергетиками, не являющимися узкими специалистами в данной конкретной области. Такая постановка задачи в наибольшей мере отвечает требованиям и целям издания, объединяющего многочисленные и разнообразные сведения. Некоторое изменение последовательности разделов во 2-м издании обусловлено стремлением усилить тематическую направленность справочников. В то же время все книги серии представляют собой единое целое. Их объединяет стремление издательства и авторского коллектива, основу которого составляют ведущие ученые Московского ордена Ленина и ордена Октябрьской Революции энергетического института, дать возможно более полный свод знаний по теплоэнергетике и теплотехнике при едином подходе к подбору и расположению включаемых в справочники сведений. Свойства и характеристики веществ и материалов в зависимости от их назначения приводятся в разных разделах. Для удобства пользования этими данными в заключительной, четвертой книге серии дается соответствующий указатель. В списке литературы, которыми заканчиваются разделы, включены источники заимствования, а также издания, в которых читатель может получить дополнительные сведения. Все книги серии снабжены предметными указателями.

Отзывы и пожелания по улучшению справочников просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

*В. А. Григорьев
В. М. Зорин*

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данный справочник является четвертым, завершающим справочную серию «Теплоэнергетика и теплотехника».

Промышленная теплоэнергетика и теплотехника — это обширная область знаний, которая охватывает огромное разнообразие процессов, протекающих при температурах от ультранизких — кипения гелия, водорода, неона — до высоких — плавления металлов и других материалов. Основу справочника составляют сведения о наиболее важных из этих процессов применительно к условно выделяемым диапазонам температур (низкие, средние и высокие), об установках и оборудовании, реализующих эти процессы, о методах их расчета и проектирования.

В настоящее время среди комплекса проблем, связанных с созданием и эксплуатацией промышленных предприятий и теплотехнических установок, особое место занимают вопросы энергосбережения и охраны окружающей среды, внимание к которым на протяжении всей книги — особенность 2-го издания данного справочника. Значительный его объем посвящен проблемам создания высокоэффективных систем, включающих использование тепловых и материальных отходов основного производства.

Новыми по сравнению с 1-м изданием справочной серии являются разделы «Энергосбережение» и «Системы теплоэнергоснабжения промышленных предприятий». Последний заменил раздел 1-го издания «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха», он охватывает больший круг вопросов и логичным образом продолжает, в частности, информацию раздела «Теплофикация и тепловые сети». Из второй книги 1-го издания в данный справочник перенесен раздел, посвященный электротермическим установкам, а из первой книги — раздел «Энергетика и охрана окружающей среды». В то же время объем справочника практически не изменился, что объясняется прежде всего тщательностью отбора приводимых в нем сведений, которые в наибольшей степени отвечают запросам теплотехников и теплоэнергетиков, работающих в различных отраслях народного хозяйства.

Целью авторов и редакторов было дать читателям в систематизированном виде сведения из различных разделов знаний, в которых они не являются узкими специалистами, но которые были бы им полезны для решения все усложняющихся задач.

Новый раздел «Энергосбережение» открывает второе издание справочника. Энергосбережение — это совокупность имеющих приоритетное значение мероприятий, осуществляемых при добыче, переработке, транспортировке, преобразовании, распределении и потреблении всех видов энергоресурсов и энергии в народном хозяйстве. Конкретно освещаются уровень реализации этих мероприятий, основные проблемы энергосбережения, которые необходимо решать сегодня и в ближайшем будущем. Излагаются требования Энергетической программы СССР на длительную перспективу в отношении повышения эффективности общественного производства.

Вниманию читателей предлагаются материалы, раскрывающие проблемы энергосбережения за рубежом. Делается краткое аналитическое сопоставление экономии топлива и энергии в СССР и США.

В настоящее время в СССР отсутствует сложившаяся терминология в области энергосбережения, что затрудняет изучение проблемы. В этой связи часть раздела посвящена основным терминам, используемым в СССР и за рубежом. Раздел завершается характеристикой основных направлений экономии и рационального использования ресурсов топливно-энергетического комплекса в промышленности, на транспорте, в сельском и жилищно-коммунальном хозяйстве, в строительстве и быту.

Огромные потенциальные возможности энергосбережения кроются в отраслях промышленного производства, использующих теплотехнологии. Большинство этих производств характеризуется в настоящее время значительной энергоемкостью и относительно низким уровнем полезного использования топлива и других энергоносителей (черная и цветная металлургия, производство цемента,

стекла, керамики, минеральных удобрений и др.).

Во втором разделе книги «Высокотемпературные теплотехнологические установки» приведены сведения, необходимые для решения задачи обеспечения предельно низких затрат первичных топливно-энергетических ресурсов в теплотехнологических системах; рассматривается метод предельного энергосбережения, применение которого обеспечивает высокие энергосберегающие эффекты. Даны характеристики тепловых и материальных отходов технологических систем, рассматриваются направления и установки для их использования, способы расчета экономии топлива. Рассматриваются также установки для использования избыточного давления энергоносителей, горючих конвертерных газов, утилизации теплоты охлаждаемых элементов, жидких шлаков, заготовок, сухого тушения кокса и т. п. Излагаются методики теплового расчета ограждений при стационарном и нестационарном режимах работы высокотемпературных установок.

В третьем разделе «Электротермические установки» дана классификация и приведены основные технико-экономические характеристики различных видов электротермических установок (ЭТУ), их области применения и основные особенности конструктивного выполнения.

Рассмотрены методы снижения и использования потерь энергии в ЭТУ, а также вопросы рациональной эксплуатации. Для наиболее широко применяемых ЭТУ (печи сопротивления, дуговые печи, печи и установки индукционного нагрева) приведены основные типоразмеры, выпускаемые промышленностью в настоящее время.

Раздел четвертый содержит значительный объем разнообразных справочных данных, необходимых для разработки и правильной эксплуатации промышленных теплообменников и аппаратов. Кратко излагаются основные положения общепринятых методов расчета и проектирования, приведены справочные данные по конструкциям и рекомендации по выбору теплообменников аппаратов, выпарных, перегонных, ректификационных и сушильных установок.

При подготовке нового издания справочника материал раздела существенно переработан. С учетом новых ГОСТ внесены изменения в данные по пластинчатым, углеграфитовым теплообменникам, выпарным аппаратам с погружными горелками и др. Раздел дополнен методиками расчета ребристых рекуперативных, регенеративных и смесительных теплообменников. При изложении вопросов разде-

ления смесей жидкостей дистилляция рассмотрена как частный случай процесса перегонки. В справочнике впервые приведены данные по сушке фильтрацией и замкнутым сушильным установкам. Рассмотрены новые методы решения внутренней задачи тепломассопереноса при сушке влажных материалов и новые способы выбора сушильных установок.

Во многих областях энергетики (несмотря на то что в целом она ориентирована на высокотемпературную технику) существует необходимость использования низких температур, лежащих ниже уровня окружающей среды. В большинстве предприятий в ведении главного энергетика находится то или иное низкотемпературное оборудование.

Оборудование, обеспечивающее получение и использование низких температур, разделяется в зависимости от температурного уровня на две группы — холодильное ($T > 120\text{ K}$) и криогенное ($T < 120\text{ K}$). Поскольку специалисты-теплоэнергетики не всегда достаточно знакомы с низкотемпературным оборудованием, пятый раздел «Холодильные и криогенные установки» начинается с краткой характеристики областей применения низких температур, классификации установок и величин, определяющих их показатели. Описаны основные типы холодильных и криогенных установок; данные по им, необходимые для выбора нужного оборудования, сведены в таблицы. Там же приведены характеристики сосудов для транспорта и хранения сжиженных газов.

Теплообменное оборудование низкотемпературных установок существенно отличается от аналогичных теплотехнических аппаратов. Поэтому низкотемпературным теплообменникам посвящен специальный параграф. Раздел завершается рассмотрением специфического машинного оборудования низкотемпературных установок.

В шестом разделе «Теплофикация и тепловые сети» изложен справочный и нормативный материал по проектированию и эксплуатации теплоподготовительных установок ТЭЦ, тепловых сетей и узлов распределения теплоносителя. Приведенные формулы и номограммы для определения комбинированной выработки электрической энергии упрощают проведение технико-экономических расчетов в области теплофикации и определения экономии топлива.

Уравнения характеристик теплообменных аппаратов, отопительных и вентиляционных установок позволяют определять их тепловые нагрузки и рассчитывать параметры теплоносителя при любых режимах работы системы теплоснабжения. Изложенные методы гидравлического расчета, номограммы

и таблицы широко используются для определения диаметров и потерь давления в тепловых сетях, в также для выбора и прогнозирования гидравлических режимов систем теплоснабжения в стационарных и нестационарных условиях.

Около половины потребляемого промышленностью топлива и более трети электроэнергии централизованно преобразуется на энергетических станциях предприятий в энергетический потенциал разнообразных энергоносителей, обеспечивающих проведение высоко-, средне- и низкотемпературных процессов в технологических аппаратах и установках.

Седьмой раздел «Системы теплоснабжения промышленных предприятий», впервые включенный в справочник, посвящен системам централизованного производства и распределения необходимых предприятию энергоносителей. В ограниченном объеме раздела изложены основные положения методов определения потребности предприятий в энергоносителях, даны сравнение различных схем производства и распределения энергоносителей и рекомендации по выбору оборудования энергетических станций и транспортно-распределительных систем, рассмотрена эффективность использования вторичных энергоресурсов применительно к системам снабжения предприятия паром, сжатый воздух, горючими газами, технической водой, кислородом. Один из параграфов раздела посвящен системам кондиционирования воздуха в производственных помещениях. Приведена номенклатура выпускаемого в стране оборудования для указанных систем.

Вопросам построения современных автоматизированных систем управления (АСУ) на базе специальных математических методов и средств автоматизации, включая вычислительную технику, посвящен восьмой раздел справочника. В важнейших отраслях народного хозяйства — энергетике, металлургии, химии, нефтехимии и др. — функционирование основных производственных установок, агрегатов становится невозможным без применения развитых автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Назначению АСУ ТП, их разновидностям, составу, процедуре создания, эффективности уделено основное внимание в разделе. Его материалы определяются кругом вопросов, возникающих при взаимодействии инженерно-теплотехника со специалистами по автоматизации в процессе разработки технического задания и проектирования системы управления теплотехническим объектом. При написании раздела не ставилась цель охватить все

задачи синтеза АСУ ТП. Материалы по математическому описанию объектов управления, расчетные методы связаны, главным образом, с автоматическими системами регулирования (АСР), которые широко применяются на разнообразных объектах — от простейших экспериментальных установок до сложных технологических комплексов. По сравнению с первым изданием обновлено содержание параграфа со справочными данными по основным техническим средствам АСУ ТП, приведены сведения по современным управляющим вычислительным машинам и микропроцессорным средствам управления локального уровня.

В девятом разделе рассматриваются вопросы охраны воздушного и водного бассейнов, которые на современном этапе развития энергетики приобретают особое значение. От их решения в значительной степени зависит выбор источников тепло- и электроснабжения отдельных регионов.

Энергетические установки, потребляя свыше одной трети добываемого в стране топлива, являются мощным потенциальным источником загрязнения природной среды. В настоящее время проектирование и эксплуатация любой энергетической установки жестко обусловлены экологическими требованиями. Особенно сложные экологические проблемы возникают в крупных городах, где выбросы от энергетических объектов суммируются с выбросами от транспорта и промышленных предприятий.

С учетом быстрого развития научных исследований в области охраны окружающей среды материалы раздела по сравнению с I-м изданием почти полностью обновлены. Приведены сведения по новым электрофильтрам ЭГА и новая методика их расчета, даны материалы по улавливанию золы мазута, впервые приведены данные по сероочистке, новые (1987 г.) указания по расчету рассеивания токсичных веществ в атмосфере. Впервые приведены данные по шумовому воздействию от энергоустановок на районы жилой застройки в городах, по очистке выбросов от промэнергетических установок. При рассмотрении вопросов предотвращения загрязнения водных бассейнов особое внимание уделено очистке радиоактивно-загрязненных вод и безреагентным методам обработки стоков с применением электролиза, обратного осмоса и др.

Редакторы и авторы искренне благодарны рецензентам данного справочника, чьи замечания бесспорно способствовали существенно улучшению данной книги, а также канд. техн. наук Б. С. Белосельскому, выполнившему большую работу по ее редактированию.

Материал данного справочника написали:
раздел 1 — чл.-корр. АН СССР доктор
техн. наук А. А. Макаров, доктор техн. наук
В. И. Доброхотов, канд. экон. наук
Д. Б. Вольфберг;

раздел 2 — доктор техн. наук А. Д. Ключ-
ников (§ 2.1—2.4, 2.6 и совместно
с канд. техн. наук И. П. Морозовым § 2.5),
доктор техн. наук Л. Н. Сидельковский
(пп. 2.7.1, 2.7.3, 2.8.1—2.8.3 и совместно
с Ю. А. Корытиным п. 2.7.2), кандидаты
техн. наук В. Н. Юренев (пп. 2.7.4—2.7.6,
2.8.4) и Ю. В. Троянkin (§ 2.9);

раздел 3 — доктор техн. наук А. Б. Кувал-
дин и канд. техн. наук Л. Г. Ткачев;

раздел 4 — кандидаты техн. наук
А. Л. Ефимов (пп. 4.1.1—4.1.5 и с использова-
нием материалов проф. А. М. Бакластова —
пп. 4.2.1—4.2.9.), П. Г. Удыма (пп. 4.1.6—
4.1.15, 4.2.10), В. А. Горбенко (§ 4.3) и

О. Л. Данилов (§ 4.4);

раздел 5 — чл.-корр. АН СССР доктор
техн. наук В. А. Григорьев и канд. техн. наук
А. К. Городов (§ 5.5), доктор техн. наук
В. М. Бродянский (§ 5.1, 5.3, 5.4), канд. техн.
наук А. В. Мартынов (§ 5.2, 5.6).

раздел 6 — доктор техн. наук Е. Я. Со-
колов;

раздел 7 — доктор техн. наук В. В. Га-
лактионов (§ 7.7), кандидаты техн. наук
Б. Г. Борисов (§ 7.1, 7.3, 7.4), Н. В. Калинин
(§ 7.5, 7.6), В. И. Ситас (§ 7.2 — совместно
с В. Н. Папушкиным);

раздел 8 — доктор техн. наук
Е. П. Стефани, канд. техн. наук М. А. Панько;

раздел 9 — доктора техн. наук Э. П. Вол-
ков (§ 9.3—9.6), Л. А. Рихтер (§ 9.1, 9.2,
9.7), О. И. Мартынова (§ 9.8—9.10).

В. А. Григорьев
В. М. Зорин

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

1.1. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Большую работу в направлении создания системы терминов и их определений в области энергосбережения проделала Мировая энергетическая конференция (МИРЭК, с 1 января 1990 г. — Мировой энергетический совет) [12]. Так, до последнего времени в отечественной и зарубежной специальной литературе во многих случаях не делалось четкого разграничения между терминами «энергосбережение», «экономия энергии» и «рациональное использование энергии». Вместе с тем каждому из них придано сейчас вполне определенное значение. Знание терминов в области энергосбережения, правильное их понимание имеет большое практическое значение.

В области энергосбережения основные термины и определения согласно МИРЭК подразделяются на шесть групп.

1. **Общие термины.** *Энергосбережение (energy conservation)* — комплекс мер или действий, предпринимаемых для обеспечения более эффективного использования энергетических ресурсов, например мероприятия, направленные на достижение экономии топлива и энергии, рациональное их использование, замещение дефицитных и дорогих энергоресурсов и энергоносителей другими, более доступными и дешевыми (замена нефти углем, нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии и т. д.).

Экономия энергии (energy saving) — результаты реализации мер, принимаемых в целях снижения непроизводительных потерь топлива, электроэнергии, теплоты, механической энергии. Меры могут носить пассивный (например, теплоизоляция), активный (утилизация сбросной теплоты или полезное использование попутного нефтяного газа) или организационный (замена одного вида транспорта другим, более эффективным в энергетическом отношении) характер.

Рациональное использование энергии (rational use of energy) — расходование энергии потребителями наиболее подходящим пу-

тем для достижения экономических выгод с учетом социальных, политических, финансовых ограничений, требований по охране окружающей среды и т. д. Термин не равнозначен термину «экономия энергии».

Энергоемкость (energy content) количество энергии, которая была потреблена (прямо или косвенно) при производстве продукции или выполнении работы (измеряется соответственно в местах выпуска продукции и выполнения работы).

Примечания: 1. Количество энергии определяется в расчете на единицу произведенной продукции (машины, тонны материала и т. д.) или выполненной работы.

2. Термин «энергоемкость» все более широко используется в качестве показателя удельного расхода энергии в расчете на денежную единицу (национального дохода, стоимость выпущенной продукции и т. д.).

Энергетическая цепочка (energy chain) характеризует поток энергии от добычи (производства) первичного энергоресурса до конечного использования энергии. Преобразование одной формы энергии в другую включает одно или несколько звеньев энергетической цепочки. В советской литературе чаще используется термин *энергетический поток (energy flow)*, который определяется как движение энергоресурсов в энергетическом хозяйстве в направлении от источников к потребляемой энергии; стадии этого движения характеризуют перемещение и хранение энергетических ресурсов, изменение их количества и (или) качественного состояния. Все более широко используется также термин *энергетический каскад (energy cascade)*, который определяется как энергетический поток, используемый постепенно в двух или большем числе технологических процессах таким образом, что оставшаяся энергия после завершения одного технологического процесса поступает для использования в последующих процессе или процессах с целью достижения оптимальной эффективности использования энергии. В том случае, когда речь идет о теплоте, в каждом технологическом процессе увеличение энтро-

пии поступившей энергии соответствует уменьшению ее энтальпии.

Удельные затраты на экономию энергии (*specific cost of energy saving*) — затраты, необходимые для реализации мер по экономии единицы энергии в год без нежелательного изменения количества или качества выпускаемой продукции. Термин применяется, например, при расчетах прибыли.

Градусо-день (*degree day*) — эмпирическая единица, выражающая суточную разницу в градусах (Цельсия или Фаренгейта) между базовой температурой и средней за 24 ч наружной температурой воздуха. Показатели в градусах-днях используются для оценки необходимой отопительной нагрузки зданий, нагрузки системы кондиционирования воздуха. Термин в советской специальной литературе до последнего времени применялся редко, хотя его использование в современных условиях представляется вполне обоснованным.

2. Пассивная экономия энергии. Теплоизоляция (*thermal insulation*) — защита жилых и общественных зданий, тепловых промышленных установок, трубопроводов от нежелательного теплового обмена с окружающей средой для снижения потерь теплоты. Термин «теплоизоляция» может быть применим также в том случае, когда теплоизолирующие материалы используются для предотвращения потерь холода из холодильных камер или, что то же самое, поступления теплоты в них.

Теплопроводность (*thermal conductivity*) — один из видов теплообмена, при котором происходит перенос энергии в форме теплоты в неравномерно нагретой среде. Этот вид теплообмена имеет атомно-молекулярный характер (не связан с макроскопическим движением среды). В газах перенос энергии теплопроводностью осуществляется хаотически движущимися молекулами, в металлах — в основном электронами проводимости, в диэлектриках — за счет связанных колебаний частиц, образующих кристаллическую решетку (см. разд. 3 книги 2). Этот термин является одним из показателей уровня теплоизоляции.

Теплопередача (*thermal transmittance*) — теплообмен между двумя теплоносителями через разделяющую их твердую стенку или через поверхность раздела между ними. Интенсивность теплопередачи характеризуется коэффициентом теплопередачи (см. п.3.3.4 книги 2). Теплопередачу через стены, крышу и другие части здания определяют термодинамические характеристики здания.

Побочная термодинамическая эффективность (*incidental heat gain*) — общее количество теплоты, получаемой зданием от солнеч-

ного излучения и от любого другого источника теплоты, например от осветительных приборов, людей, находящихся внутри здания, и т. д. Термин используется при оценке энергетической эффективности зданий. Побочная термодинамическая эффективность может обеспечить экономию топлива и энергии только при условии, если отопительная система здания оснащена автоматизированной системой регулирования внутренней температуры.

Энергоэкономичное здание (*low-energy building*) — здание, спроектированное таким образом, чтобы его энергетические потребности на нужды отопления, кондиционирования воздуха, освещения и горячего водоснабжения удовлетворялись при минимальном использовании покупной энергии, т. е. здание, которое может эксплуатироваться при минимальных затратах на энергию. Существует большое число типов «энергоэкономичного здания».

3. Активная экономия энергии применительно к действующим энергетическим и энергопотребляющим установкам. Запрограммированное управление отоплением и кондиционированием воздуха (*programme controlled heating and air-conditioning*) — автоматическое управление системой отопления и кондиционирования воздуха в здании в соответствии с программой, заранее разработанной таким образом, чтобы люди в здании находились в необходимых комфортных условиях при минимальных энергетических затратах, а во время отсутствия людей в здании нагрузки на установки по отоплению и кондиционированию воздуха автоматически снижались.

Регулирование нагрузки (*load control*) — любой метод регулирования нагрузки потребителей установок, особенно в периоды прохождения максимумов нагрузки в энергосистемах. Для контроля за регулируемым применяют специальные приборы, например тепломеры, счетчики нагрузки в пиковые периоды; используются также специальные тарифы и контракты, допускающие перерывы или ограничения в снабжении электроэнергией. Иногда регулирование нагрузки достигается за счет обеспечения аккумулирования электроэнергии и теплоты, вырабатываемой в течение внепиковых периодов и поступающей к потребителю во время прохождения пика нагрузки. Возможно и сочетание этих и ряда других методов.

4. Активная экономия энергии с помощью дополнительных элементов оборудования, использования вторичного сырья, утилизации вторичных энергоресурсов на действующих энергетических и энергопотребляющих установках. Возврат конденсата (*condensate return*) — процесс и соответствующее устройст-

во или оборудование для сбора воды, образовавшейся в результате конденсации пара, использованного для производства электроэнергии, в технологическом процессе, отоплении и т. д., и для возврата ее в котел в качестве питательной воды.

Регенерация энергии (energy recovery) — использование остаточной энергии после завершения конкретного процесса в том же самом или другом процессе.

Регенерация сбросной теплоты (waste heat recovery) — утилизация (практическое применение) той части теплоты, которая была выработана для конкретного процесса, но не была потреблена в нем, оставаясь при этом полезной теплотой.

Регенерация механической энергии (mechanical energy recovery) — преобразование в полезную форму энергии неиспользуемой части механической энергии, т. е. той ее части, которая без принятия специальных мер была бы потеряна. Примером регенерации механической энергии является установка на магистральных газопроводах и на распределительных газовых сетях турбодетандеров взамен редукционных клапанов.

Теплообменник (heat exchanger) или теплообменный аппарат — вид оборудования, предназначенного для передачи теплоты от среды с более высокой температурой (греющее тело — теплоноситель) к среде с более низкой температурой (нагреваемое тело). Теплообменники делятся на *рекуперативные, регенеративные и смешительные*. В рекуперативных теплообменниках теплота от нагреваемого вещества к охлаждаемому передается через разделяющую их стенку (паровые котлы, воздухо- и водоподогреватели, конденсаторы и др.). В регенеративных теплообменниках одна и та же поверхность нагрева омывается попеременно то нагреваемым, то охлаждаемым веществом (регенераторы мартеновских и стеклонлавильных печей, регенеративные воздухоподогреватели доменных печей и котельных агрегатов). В смешительных теплообменниках теплота передается при непосредственном контакте охлаждаемого и нагреваемого веществ (башенные охладители — градирни, скрубберы, дегазаторы и т. п.). К числу теплообменных аппаратов относятся тепловые трубы.

Повторное использование материалов (materials recycling) — извлечение из отходов производства, быта и торговли вторичных материалов и возврат их в производство с целью снижения расхода сырья, энергии и финансовых средств по сравнению с производством продукции из сырьевых материалов.

Отходы (refuse, waste) — материал, не использованный ввиду того, что в данный

момент он не имеет непосредственной ценности, или материал, оставшийся после завершения технологического процесса или отдельной производственной операции. Такие материалы могут быть в виде сельскохозяйственных (органические вещества), промышленных (черные или цветные металлы, стекло, пластмасса и т. п.) или бытовых (твердые и жидкие городские отходы) отходов.

За последние годы в связи с ростом цен на органическое топливо во многих странах все шире практикуется производство *топлива из отходов (refuse - derived fuel)*, т. е. топлива, сырьем для производства которого служат отходы (метан из сельскохозяйственных отходов, жидкое топливо из резиновых отходов, твердые топлива из органических отходов). В случае отсутствия возможности утилизации вторичного сырья или отходов их непосредственно сжигают в топках, сконструированных для этих целей. Зола и шлаки, образовавшиеся в результате *сжигания отходов (incineration of refuse)*, используют для производства удобрений, при сооружении дорог или для производства строительных материалов (шлакоблоки и т. д.).

5. Экономия энергии, достигаемая в результате организационных изменений и внедрения новых систем. Замещение (substitution) — использование установки, процесса, продукции или услуг, требующих меньше энергии для работы или изготовления продукции, чем применявшиеся на практике, без ухудшения качественных характеристик производимых изделий или услуг (*первое значение*); использование в конкретном технологическом процессе или услуге вместо традиционного применяемого энергоносителя любого другого, если это замещение имеет преимущества или оно необходимо по экономическим, техническим условиям или по условиям энергоснабжения (*второе значение*). Оба этих случая в определенных условиях могут потребовать при замещении большего количества энергии, но менее дорогой, более доступной или с меньшей глубиной переработки (например, сжигание исходного бурого угля вместо производимых на его основе брикетов).

В развитых капиталистических странах за последние годы широко распространение получили системы для децентрализованного снабжения комплекса зданий, отдельного промышленного или торгового предприятия электроэнергией, теплотой и холодом; при этом их выработка и поставка потребителям базируются на поступлении в систему лишь одного вида энергоресурса. В настоящее время в качестве энергоресурса для таких *комплексных энергетических систем (total energy*

system) в основном используют природный газ или мазут.

Теплоэлектроцентральный (combined heat and power station или cogeneration plant) — тепловая электростанция, вырабатывающая и отпускающая потребителям одновременно электрическую энергию и теплоту. На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) устанавливают преимущественно теплофикационные турбины. Используемый на ТЭЦ комбинированный цикл одновременного производства электроэнергии и теплоты позволяет по сравнению с раздельной их выработкой значительно повысить эффективность использования топлива, увеличить КПД электростанции, снизить себестоимость вырабатываемой энергии. Согласно МИРЭК ТЭЦ — это тепловая электростанция, в которой весь пар, выработанный в котельных установках, проходит через турбоагрегаты для производства электроэнергии и в которой предусмотрена возможность использования для теплоснабжения и для технологических процессов как отработавшего пара, поступающего из выхлопного патрубка, так и более высокопотенциального пара, отбираемого из промежуточных отборов турбины. И электроэнергия, и теплота, вырабатываемые на ТЭЦ, являются основными видами продукции, при этом каждый из них дополняет друг друга. Соотношение в уровнях производства электроэнергии и теплоты может регулироваться в зависимости от потребности в них.

За последние годы, особенно в западных странах, получили распространение установки по комбинированному производству электроэнергии и теплоты, оборудованные газовыми турбинами или двигателями внутреннего сгорания, используемыми в качестве приводов электрогенераторов. В этих установках на базе теплоты горячих выхлопных газов с помощью теплообменников производится пар или горячая вода для теплоснабжения. Однако в данном случае теплота является не основным, а побочным продуктом установки.

6. Тепловые насосы и отопительные теплонасосные системы. **Тепловой насос (heat pump)** — машина, позволяющая осуществлять передачу теплоты от менее нагретого тела (окружающей среды — воздуха, грунтовых вод, грунта, вентиляционных выбросов, сбросной теплоты установок и т. д.) к более нагретому телу, повышая его температуру и затрачивая при этом некоторое количество механической энергии. Процессы, происходящие в тепловом насосе, обратны процессам, осуществляемым рабочим телом в холодильной машине. Предельный теоретический цикл теплового насоса — обратный цикл Карно (см. разд. 2 книги 2).

Теплонасосная установка (heat pump plant) состоит из теплового насоса, установки для отбора теплоты от ее источника и другого оборудования.

Отопительная теплонасосная система (heat pump heating system) — система теплоснабжения, основным элементом которой наряду с распределительной системой теплоты является тепловой насос; в систему может также входить аккумулятор теплоты и резервный источник ее получения.

В зависимости от источника теплоты и используемого теплоносителя тепловые насосы и отопительные теплонасосные системы классифицируются следующим образом: воздух — воздух, воздух — вода, вода — воздух, вода — вода, грунт — воздух, грунт — вода.

Прочие термины (приводятся лишь некоторые термины, прямо или косвенно относящиеся к энергосбережению и имеющие также широкое распространение в других сферах энергетического хозяйства).

Энергетический ресурс (energy resource) — запасы энергии, которые при данном уровне техники могут быть использованы для энергоснабжения.

Первичный энергоресурс (primary energy resource) — энергоресурс (сырая нефть, природный газ, уголь, горючие сланцы, ядерная энергия, гидроэнергия, геотермальная, солнечная, ветровая энергия и т. д.), который не был подвергнут какой-либо переработке или преобразованию.

Энергоноситель (energy carrier) — ресурс, непосредственно используемый на стадии конечного потребления, предварительно обогащенный, переработанный, преобразованный, а также природный энергетический ресурс, потребляемый на этой стадии.

Подведенный энергетический ресурс (energy resource supplied) — энергетический ресурс, подведенный к энергетической установке для переработки, преобразования, транспорта или использования.

Подведенная (конечная) энергия (final energy или energy supplied) — энергия, подведенная к потребителю перед ее конечным преобразованием в полезную работу (т. е. перед конечным ее использованием), или количество энергии в подведенном энергетическом ресурсе или энергоносителе.

Полезная энергия (useful energy) — часть подведенной к потребителю энергии, которая выполнила полезную работу в процессе конечного преобразования, или количество энергии, теоретически необходимой для осуществления тех или иных энергетических процессов.

Источники энергии (sources of energy) — источники, из которых может быть получена полезная энергия непосредственно или путем процесса преобразования или переработки.

Преобразование энергии (energy conversion, energy transformation) терминологически имеет два значения. Первое из них означает преобразование или производство энергии без изменения физического состояния формы энергии (например, кокс из угля). Второе означает преобразование или производство энергии, включающее физическое изменение состояния формы энергии (например, ожижение или газификация угля).

Утилизация энергии (energy utilisation) — получение полезной энергии из подведенной (конечной) энергии.

Формы энергии (forms of energy) — термин, применимый к твердым, жидким и газообразным топливам и всем видам энергии: ядерной, электрической, солнечной, энергии биомассы и др.

Использованная энергия (used energy) — количество энергии, непосредственно участвовавшей в проведении того или иного процесса (может отличаться от вида подведенной энергии).

Энергетическая технология (energy technology) — та область технологии, которая связана с производством, преобразованием, аккумулированием, распределением и использованием энергии.

Потери на преобразование (transformation losses, conversion losses) — разница между энергией, поступившей в установку по преобразованию, и энергией на выходе из нее.

Потери при транспортировке и распределении энергоресурсов (transport and distribution losses of energy) — потери энергоресурсов, связанные с транспортировкой, передачей и распределением (в основном электроэнергии, угля, нефти, природного газа, теплоты и сжатого воздуха), которые имеют место на пути от производителя энергоресурсов до приемного пункта конечного потребителя.

Коэффициент полезного использования первичных энергоресурсов (coefficient of useful consumption of primary energy resources) — отношение подведенной (конечной) энергии ко всему объему первичных энергоресурсов, поступивших в приходную часть энергетического баланса.

Потери энергии у потребителя (consumer energy losses) — разность между подведенной и полезной энергией.

Энергетический баланс (energy balance) — система показателей, характеризующих процесс преобразования энергии или снабже-

ния ею потребителей и отражающих равенство подведенной энергии, с одной стороны, и суммы полезной энергии и ее потерь, с другой.

Энергетический баланс разрабатывается для отдельных района, страны, предприятия (топливно-энергетический баланс), вида энергоресурса или энергоносителя, для определенного периода времени.

Энергоресурсы, имеющиеся в наличии для конечного потребления (energy available for final consumption), энергоресурсы, поступившие в распоряжение конечного потребителя.

Они представляют собой сумму потребления энергоресурсов для энергетических и неэнергетических целей.

Конечное потребление энергии (final energy consumption) — энергоресурсы, потребленные конечным потребителем в энергетических целях (сюда не входит потребление энергоресурсов в энергетическом секторе).

Потребление энергоресурсов на собственные нужды топливо- и энергоснабжающих предприятий (self consumption by energy industries) — потребление на собственные нужды энергоресурсов их производителями и предприятиями после их преобразования и переработки.

В этом случае может потребляться либо покупная энергия, либо энергия, производимая самим предприятием. Под этим термином подразумевается также разница между поступившей и выработанной электроэнергией гидроаккумулирующей электростанцией.

Использование энергии (energy use) — применение первичных и (или) преобразованных энергоресурсов для производства полезной энергии. Использование энергии подразделяется по направлениям (в промышленности, сельском хозяйстве, транспорте, жилищно-коммунальном хозяйстве, быту и т. д.), по назначению (для освещения, теплоснабжения, привода и т. д.).

Потребление энергоресурсов (energy consumption) — использование энергоресурсов для производства преобразованных энергоносителей или полезной энергии. При этом в каждом случае должно указываться, какие энергоресурсы используются: первичные, вторичные, подведенные или полезные.

Удельное энергопотребление (unit energy consumption или specific energy consumption) — первое значение — потребление энергии в расчете на одного абонента, одного жителя, на единицу оборудования или прибора; второе значение — удельное потребление энергии в расчете на производство единицы продукции и на денежную единицу.

1.2. ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ И В ПЕРСПЕКТИВЕ

Объективной закономерностью общественного развития является систематический рост энерговооруженности труда. При этом научно-технический прогресс во многих своих проявлениях направлен на повышение энергетической эффективности общественного производства, т. е. на энергосбережение.

Энергосбережение следует рассматривать в двух аспектах.

Первый из них состоит в *снижении физического объема топлива* и (или) *энергии*, расходуемых на единицу выпускаемой продукции или национального дохода, т. е. в экономии органического и ядерного топлива, электрической и тепловой энергии, достигаемой в результате:

повышения уровня технологической и производственной дисциплины, более рационального отношения к энергоресурсам;

снижения непроизводительных потерь топлива и энергии за счет организационно-технических мероприятий, реализуемых при производстве (добыче), преобразовании, транспортировке, хранении, распределении топлива и энергии и на стадии их конечного потребления;

технического перевооружения, модернизации и реконструкции действующих основных фондов, вывода из использования физически и морально устаревших малоэффективных в энергетическом отношении основных фондов или их замены новыми прогрессивными;

создания и внедрения новых, более энергоэкономных технологических процессов и оборудования;

совершенствования структуры экономики в направлении опережающего развития малоэнергоемких отраслей, коренного повышения качества продукции машиностроения и одновременного увеличения срока ее службы, снижения материалоемкости, улучшения внутриотраслевой структуры производства для достижения наиболее полной загрузки передовых производств, выпускающих по сравнению с другими аналогичными производствами менее энергоемкую продукцию.

Второй из аспектов энергосбережения включает мероприятия, реализация которых в области энергетического хозяйства обеспечивает достижение экономического эффекта за счет *совершенствования структуры самого энергетического производства и энергетического баланса*, а также замещения энергией трудовых ресурсов (повышения производи-

тельности труда) или дорогих и дефицитных материалов (например, увеличения расхода электроэнергии, связанного с внедрением автоматизированных систем управления технологическими процессами и оборудованием, снижающих непроизводительные потери энергии и отходы обрабатываемых материалов). К этому аспекту энергосбережения относятся и мероприятия, при которых экономический эффект достигается при дополнительном расходе энергоресурсов, обеспечивающем повышение качества, надежности и срока службы выпускаемой продукции или организацию производства новой продукции с улучшенными потребительскими свойствами, повышение комфортности жилья, улучшение условий и повышение безопасности труда, снижение негативного воздействия на окружающую среду. Такие мероприятия будут носить энергосберегающий или ресурсосберегающий характер в том случае, если достигаемый за их счет экономический эффект будет превышать затраты, связанные с дополнительным расходом энергоресурсов.

Мероприятия, сопровождаемые дополнительными затратами энергии и связанные с производством новых видов конструктивных и других материалов, относятся к *энергосберегающим* * (ресурсосберегающим), если применение этих материалов у потребителей по сравнению с ранее использовавшимися обеспечивает экономию энергоресурсов и (или) снижение издержек производства, которые дают экономический эффект, превышающий стоимость дополнительно затраченной энергии при производстве этих материалов.

Энергосберегающая политика как средство повышения общей эффективности народного хозяйства включает и основные мероприятия по замещению дорогих и дорогостоящих видов энергоресурсов более эффективными и крупномасштабными, например замену нефти углем и т. д. Энергосберегающая политика должна охватывать весь комплекс мер по совершенствованию энергопотребления в народном хозяйстве как в части сокращения энергоемкости, так и в отношении структуры энергопотребления.

Действительные энергетические нужды общества при сложившемся образе жизни, данных климатических условиях и уровне технического оснащения характеризуются потреблением *конечной энергии*, получаемой на выходе из последней фазы преобразования энергоресурсов и подведенной для непосредственного использования в технологических, бытовых и транспортных процессах. Изменять потребность в конечной энергии можно только путем воздействия на неэнергетическую часть

производительных сил общества. Экономия конечной энергии означает подлинное энергосбережение, т. е. снижение действительной энергоёмкости народного хозяйства. При этом важно знать, какой вид конечной энергии удастся сэкономить, так как ее виды сильно различаются по народнохозяйственной значимости, энергетическому потенциалу и расходу энергоносителей. Потребление первичных энергоресурсов соотносится с потреблением преобразованных видов энергии как величина, обратная КПД переработки, преобразования и распределения энергетических ресурсов. Поэтому правомерно учитывать также коэффициент использования природных источников энергии, т. е. извлечения топлива из недр, степень использования водотока и т. д. В связи с этим экономия первичных энергоресурсов может достигаться не только экономией энергоносителей, но и совершенствованием всех процессов производства (добычи), переработки, преобразования и распределения энергоресурсов.

Общая экономия энергоресурсов в народном хозяйстве за счет всех энергосберегающих мероприятий формируется как сумма экономии первичных энергоресурсов, достигаемой: в сфере потребления в неэнергетической части производительных сил, за счет совершенствования энергетического хозяйства потребителей, в самом топливно-энергетическом комплексе. При разработке и проведении энергосберегающей политики необходимо четко определить возможность энергосбережения в каждой из этих сфер.

В практике планирования экономия топлива и энергии определяется по разности норм их расхода в начале и в конце рассматриваемого периода, умноженной на объемы производства продукции в конце периода. К этому прибавляется экономия, получаемая за счет использования побочных (вторичных) энергоресурсов (горючих и тепловых) и сжигания разного рода отходов и вторичного сырья — отходов заготовок и переработки древесины, шлаков в целлюлозном производстве, горючих сельскохозяйственных отходов, бытовых отходов городов и т. д. При формировании топливно-энергетических балансов учитывают размеры использования ядерной энергии и всех видов возобновляемых энергоресурсов — гидроэнергии, геотермальной, солнечной, ветровой энергии, биомассы и т. д. В результате обеспечивается продуктовая и поотраслевая привязка результатов энергосберегающей политики, что необходимо для адресности планирования и возможности организации учета и контроля размеров энергосбережения. К этому добавляется также экономия в не-

нормируемой части энергопотребления, составляющая почти 1/3 электро- и теплотребления и не менее 1/10 расхода топлива и нефтепродуктов, а также экономия энергоресурсов, достигаемая за счет структурной перестройки энергетики и в особенности других отраслей народного хозяйства.

В количественных оценках должны учитываться такие важные факторы энергосбережения, как снижение материалоемкости (особенно металлоемкости) производства, совершенствование размещения производительных сил по территории страны и улучшение схемы транспортных перевозок, преимущественное использование менее энергоёмкой продукции, централизация электро- и теплоснабжения и т. д.

В этом случае оценку и анализ должны также получить и аналогичные структурные, социальные и природные факторы, действующие в направлении роста энергоёмкости народного хозяйства, — увеличение транспортных перевозок из-за необходимости освоения энергетических и сырьевых ресурсов в более удаленных районах страны, использование бедных месторождений природных ископаемых с худшими геологическими условиями, повышение требований к условиям труда и жизни населения, энергозатраты на охрану окружающей среды.

При общей оценке энергосбережения и формировании энергосберегающей политики необходимо отличать экономию энергоресурсов, сопутствующую «естественным» структурным изменениям и техническому прогрессу в народном хозяйстве, от экономии, требующей целенаправленных действий: целевых капиталовложений, специальной системы экономического стимулирования, контроля и т. д.

Энергопотребление в СССР за прошедшее двадцатипятилетие характеризовалось быстрым ростом *коэффициента полезного использования энергоресурсов* (КПИ). При постоянстве удельного расхода конечной энергии за счет роста КПИ было достигнуто почти все снижение энергоёмкости национального дохода, т. е. была получена практически вся экономия энергоресурсов в народном хозяйстве. Однако темпы роста КПИ были неодинаковыми: в период 1961—1970 гг. он возрос на восемь пунктов (с 31 до 39 %), а в период 1971—1980 гг. — только на три пункта (с 39 до 42 %).

Экономия энергоресурсов путем «естественного» хода развития продолжится и в перспективе, но ее действительность существенно снизится. Это обусловлено сложностью дальнейшего повышения КПД основных видов используемых сейчас типов энергоуста-

новок, многие из которых (особенно в производстве электроэнергии, пара и горячей воды) вплотную приблизились к своему физическому пределу, объективно необходимым повышением энерговооруженности и улучшением условий труда, использованием бедных природных ресурсов и увеличением глубины их переработки, улучшением бытовых условий, повышением жизненного уровня населения, а также ростом требований к охране окружающей среды. Такое исчерпание «естественных» резервов экономии энергоресурсов является первой отличительной особенностью предстоящего этапа развития энергетики СССР.

Вторая особенность относится к новым условиям производства энергетических ресурсов. Удельные затраты на прирост добычи топлива, особенно нефти и газа, в последующие годы ожидаются в среднем втрое выше, чем в начале 70-х годов.

В энергетическое хозяйство СССР вкладывается примерно 20 % всех капиталовложений (а с учетом энергетического аппарата потребителей — не менее 30 %). Отличительная особенность энергетики состоит также в том, что значительная часть капитальных вложений расходуется только на то, чтобы компенсировать снижение добычи из-за истощения запасов топлива в разрабатываемых месторождениях. Себестоимость добычи нефти в СССР возросла за последние годы в 2,8 раза, природного газа — в 3,8 раза, угля — в 1,6 раза, себестоимость электроэнергии (по конечному отпуску) — в 1,2 раза [6].

За последние годы произошло определенное повышение энергетической эффективности общественного производства в СССР. Энергоемкость произведенного национального дохода снизилась за 15 лет на 1/6. По годам снижение энергоемкости составило (кг условного топлива в расчете на 1 руб. национального дохода):

1970 г. — 3,84
1975 г. — 3,67
1980 г. — 3,53
1985 г. — 3,34
1986 г. — 3,26

Эти данные весьма наглядно демонстрируют успехи Советского Союза в сфере энергосбережения. Однако установить, многого ли достигла наша страна в этой области, не отстала ли она от других промышленно развитых стран мира в деле повышения энергетической эффективности общественного производства, можно лишь при условии проведения объективного сопоставления. До последнего времени в сопоставительном анализе показа-

телей энергоемкости экономики различных стран допускались серьезные ошибки. Дело в том, что сопоставлять можно только сопоставимые показатели; при этом необходимо учитывать различия в условиях, преобладающих в сопоставляемых странах. Вместе с тем каждая из стран отличается от любой другой по уровню развития производительных сил, масштабам производственного потенциала, отраслевой структуре промышленности, структуре располагаемых энергоресурсов, характеру внешней торговли, климатическим условиям, образу жизни населения, размеру территории и т. д. Только учтя все эти и ряд других факторов, влияющих в значительной мере на потребности в энергетических ресурсах, можно достигнуть объективности в сопоставлении темпов и масштабов энергосбережения.

Среднегодовые темпы прироста произведенного национального дохода в сопоставлении с динамикой его энерго- и электроемкости, %, в среднем за пятилетие:

	1971— 1975 гг.	1976— 1980 гг.	1981— 1985 гг.
Среднегодовой прирост произведенного национального дохода	5,7	4,3	3,6
Среднегодовые темпы снижения энергоемкости произведенного национального дохода	0,9	0,8	1,1
Среднегодовые темпы снижения электроемкости продукции в промышленности	1,3	1,1	0,3

Общая экономия топливно-энергетических ресурсов за счет снижения норм расхода, повышения уровня утилизации вторичных энергоресурсов, а также влияния других положительных факторов в 1986 г. составила около 20 млн. т условного топлива (табл. 1.1).

В XI пятилетке в народном хозяйстве за счет экономии была обеспечена почти половина всего прироста потребности в топливе

Таблица 1.1. Экономия энергоресурсов за счет снижения удельных расходов

Годы	Котельно-печное топливо (в пересчете на условное), млн. т	Электроэнергия, ТВт·ч	Теплота, млн. ГДж
1980	3,0	17,1	147,0
1985	9,2	22,1	191,3
1986	7,2	17,6	203,9

Примечание. Размер экономии определен как разность между фактическим расходом и расходом, рассчитанным по нормам предыдущего года.

и энергии, в XII пятилетке дополнительная потребность в топливе и энергии будет удовлетворена за счет их экономии на 65—70 %.

Значительная часть всей экономии топлива и энергии достигается в результате более полного использования вторичных энергоресурсов (табл. 1.2).

Таблица 1.2. Использование вторичных энергетических ресурсов

Годы	Вторичные тепловые ресурсы		Экономия энергоресурсов за счет использования горючих вторичных ресурсов, млн. т условного топлива
	Использовано, млн. ГДж	Экономия топлива за счет использования вторичных тепловых ресурсов, млн. т условного топлива	
1980	412,4	16,9	35,1
1985	551,4	22,1	35,9
1986	588,2	23,7	37,7

Вместе с тем еще около половины всех образующихся в народном хозяйстве относительно высокопотенциальных вторичных тепловых ресурсов пока не используется, что соответствует ежегодной потере около 20 млн. т условного топлива. В несколько раз больше остается неиспользуемых низкопотенциальных вторичных тепловых ресурсов.

Планом экономического и социального развития СССР на 1986—1990 гг. национальный доход за пятилетие предусматривалось увеличить на 23,1 %, а его энергоемкость снизить на 8,5 %.

Достигнутые за последние годы успехи в области энергосбережения в СССР (табл. 1.3) в определенной мере связаны со структурными изменениями в производстве энергоресурсов, расширением использования энергосберегающих технологий. За рубежом также происходит интенсивный процесс снижения энергоемкости экономики (табл. 1.4). По данным Международного энергетического агентства (МЭА), если к 2000 г. полностью реализовать все экономически оправданные энергосберегающие меры, то энергетическая эффективность экономики повысится более чем на 30 %. В масштабах всех стран — членов МЭА, в которое входит подавляющее большинство индустриальных капиталистических государств, это эквивалентно экономии примерно 1,7 млрд. т условного топлива в год.

Сумма мер по экономии энергоресурсов в СССР даст при их реализации весомый вклад в решение задачи полного и надежного

Таблица 1.3. Динамика отдельных важнейших показателей, связанных с энергосбережением

Показатель	1980 г.	1985 г.
Доля выработки электроэнергии атомными электростанциями в общем объеме производства электроэнергии, %	5,6	10,8
Уровень использования попутного газа, %	68,6	75,7
Глубина переработки нефтяного сырья, %	56,2	57,7
Удельный вес добычи угля открытым способом на разрезах в общей добыче угля, %	36,8	41,1
Удельный вес в общем объеме производства стали, %: непрерывной разливки стали	11,8	14,4
кислородно-конвертерной и электростали	37,2	42,5
Использование пылеугольного топлива при производстве чугуна, тыс. т	10,3	73,2

Таблица 1.4. Среднегодовые темпы снижения энергоемкости валового национального продукта развитых капиталистических стран, %

Страны	1975—1980 гг.	1981—1985 гг.
США	1,6	2,4
Канада	0,3	2,1
Япония	1,9	4,3
ФРГ	1,4	1,4
Франция	1,7	1,1
Великобритания	2,5	1,2
Италия	1,2	2,0

обеспечения энергетических потребностей народного хозяйства. Сверх того почти такой же вклад может дать замещение органического топлива ядерной энергией и возобновляемыми энергоресурсами. Оба эти направления энергосберегающей политики в сумме дадут больше, чем общий прирост добычи всех видов органического топлива.

В Энергетической программе СССР на длительную перспективу поставлена задача проведения активной энергосберегающей политики во всех звеньях экономики на основе ускорения научно-технического прогресса в целях дальнейшего существенного улучшения использования энергетических ресурсов, всемерной экономии топлива, электрической энергии и теплоты, обеспечения на этой осно-

ве снижения энергоемкости национального дохода.

XXVII съезд КПСС определил необходимость снизить энергоемкость национального дохода к 2000 г. по сравнению с 1985 г. не менее чем в 1,4 раза, при этом 75—80 % всего прироста потребностей в энергоресурсах должно быть обеспечено за счет их экономии.

Реализация этой крупной народнохозяйственной задачи тесно увязывается с решением других стратегических направлений развития нашего общества. Предусмотрены, в частности, полуторакратное ускорение темпов развития экономики, удвоение к 2000 г. национального дохода и промышленного производства по сравнению с 1985 г., опережающие темпы роста производительности труда на основе интенсификации научно-технического прогресса, снижение к 2000 г. против 1985 г. на 15 % металлоемкости производства, коренная перестройка структуры экономики в направлении ускоренного развития малоэнергоемких производств при одновременном снижении доли энергоемких ресурсных отраслей. Все это прямо или косвенно связано с решением проблемы энергосбережения.

Одним из важнейших направлений экономики топлива и энергии в ближайшие годы должно стать массовое распространение уже освоенных в СССР и за рубежом энергосберегающих видов оборудования, машин, материалов, технологий, а в дальнейшем — внедрение принципиально новых технологических решений с массовой заменой ныне имеющихся устаревших основных фондов новыми, существенно более эффективными в энергетическом отношении.

Для обеспечения экономного расходования и рационального использования энергетических ресурсов необходимо оснащение в требуемых объемах промышленных предприятий, жилого и общественного сектора, сельского хозяйства и транспорта недорогими техническими средствами автоматизированного учета и контроля за расходом топлива, электроэнергии и теплоты, разработка и реализация на практике ряда организационных мер в целях сокращения всех видов непроизводительных потерь топлива и энергии по всей энергетической цепочке — от их добычи и производства до стадии конечного потребления.

Необходимо также осуществлять меры как по снижению выхода в технологических процессах вторичных энергоресурсов, т. е. обеспечению более полного использования в полезных целях подведенной к потребителю энергии, так и по повышению до максимально оправданного по экономическим и тех-

ническим соображениям предела утилизации вторичных энергоресурсов.

Определенное влияние на процесс энергосбережения будут оказывать структурные изменения в производстве, преобразовании и использовании энергетических ресурсов, внедрение энерготехнологических процессов.

Основная часть всего необходимого объема экономии и замещения энергоресурсов должна быть обеспечена в самом топливно-энергетическом комплексе, в черной и цветной металлургии, химии и нефтехимии, промышленности строительных материалов, лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности, сельском и коммунально-бытовом хозяйстве, на транспорте.

1.3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

1.3.1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Топливо-энергетический комплекс является крупнейшим потребителем энергетических ресурсов, во много раз превышая по этому показателю все другие народнохозяйственные комплексы. На производство электроэнергии в 1986 г. было израсходовано в общей сложности около 400 млн. т условного топлива, что примерно вдвое больше, чем было потреблено в черной металлургии. На транспортировку природного газа в настоящее время расходуется до 10 % всей его добычи; на передачу электроэнергии — 9 % общего ее производства; много нефти расходуется на ее транспортировку и переработку. Значительное количество энергоресурсов тратится топливобывающим предприятиям.

Согласно официальной статистике расходы энергоресурсов топливно-энергетическим комплексом именуются термином «потребление внутри страны на преобразование в другие виды энергии (электроэнергию, теплоту, сжатый воздух и доменное дутье)». В этот показатель не включают затраты энергоресурсов на их транспортировку.

В 1986 г. отраслями топливно-энергетического комплекса было израсходовано в сумме 36,6 % всего распределенного количества располагаемых энергоресурсов (табл. 1.5) [7]. В течение последних лет наряду со снижением удельных расходов энергоресурсов в отраслях топливно-энергетического комплекса во многих случаях наблюдается и значительный рост этого показателя (табл. 1.6). Однако ухудшение энергетических показателей в этом, равно

Т а б л и ц а 1.5. Топливо-энергетический баланс СССР, млн. т условного топлива

Показатель	1970 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Ресурсы:				
всего	1402,5	2171,1	2439,9	2536,2
в том числе:				
добыча топлива	1221,8	1395,6	2073,1	2165,7
электроэнергия гидроэлектростанций	45,5	60,1	69,8	70,3
импорт	14,1	17,8	30,8	34,9
прочие поступления	9,1	28,2	59,9	57,1
остатки на начало года	112,0	169,4	206,3	208,2
Распределение:				
всего	1402,5	2171,1	2439,9	2536,2
в том числе:				
потребление внутри страны на преобразование	487,2	788,9	908,2	929,1
в другие виды энергии (электроэнергию, тепло- ту, сжатый воздух, доменное дутье)				
израсходовано на производственно-технологиче- ские и прочие нужды (включая потери при хранении и транспортировке)	631,0	884,4	971,3	981,3

Примечание. Пересчет электрической и тепловой энергии, выработанной на базе гидро-
энергии, атомной, геотермальной энергии и других нетрадиционных возобновляемых источников, в
условное топливо произведен по средним фактическим удельным расходам топлива на их отпуск.

Т а б л и ц а 1.6. Удельные расходы топлива, электрической энергии и теплоты
в топливно-энергетическом комплексе в 1980 г. (А) и в 1985 г. (В)

Показатель	1980 г.	1985 г.	А/В, %
<i>Топливо в условном исчислении</i>			
Электроэнергия, вырабатываемая на тепловых электро- станциях и отпускаемая в сеть, г/(кВт·ч)	328,6	326,3	99,3
Теплота на электростанциях, кг/ГДж	41,6	41,4	99,6
Теплота на промышленно-производственных и район- ных котельных, кг/ГДж	41,4	41,4	99,2
Нефтепереработка (включая переработку газового кон- денсата), кг/т	55,0	55,1	100,2
Подготовка нефти на нефтепромыслах, кг/т	5,1	5,0	98,0
Перекачка газа по магистральным газопроводам, кг/(млн. м ³ ·км)	46,9	42,5	90,6
<i>Электроэнергия</i>			
Теплоэнергия, отпущенная промышленно-производст- венными и районными котельными, кВт·ч/ГДж	3,5	4,1	117,0
Добыча нефти (сырья) всеми способами, кВт·ч/т	35,8	49,5	138,3
Переработка нефти, кВт·ч/т	28,7	33,1	115,3
Добыча угля, кВт·ч/т	30,9	33,5	108,4
Переработка угля, кВт·ч/т	7,8	8,1	103,8
Переработка газа, кВт·ч/тыс. м ³	52,3	73,6	140,7
Перекачка газа, кВт·ч/(млн. м ³ ·км)	15,4	12,7	82,5
Перекачка нефти, кВт·ч/(тыс. т·км)	16,4	13,9	84,8
<i>Теплота</i>			
Добыча нефти (всеми способами), МДж/т	62,4	56,9	91,2
Добыча угля (всеми способами), МДж/т	113,9	107,2	94,1
Переработка нефти, МДж/т	772,9	779,2	100,8

как и в других народнохозяйственных ком-
плексах, в большинстве случаев является оп-
равданным и обусловлено объективными фак-
торами. Например, повышение удельного рас-

хода топлива, электроэнергии и теплоты на
переработку нефти рекомендуется отнести на
углубление процесса с целью повышения вы-
хода светлых нефтепродуктов, так как при

этом повышается эффективность использования нефтяного сырья.

Увеличение удельных показателей по расходу электроэнергии на добычу нефти связано со снижением доли фонтанной добычи при одновременном увеличении доли насосной добычи нефти. Рост удельного расхода электроэнергии на добычу угля связан с увеличением его добычи открытым способом, при котором электрические землеройные механизмы выполняют большой объем вскрышных работ, а также с повышением уровня механизации работ при подземной добыче угля. Увеличение почти на 2/5 удельного расхода электроэнергии на переработку природного газа вызвано среди ряда других причин и углублением его переработки, т. е. увеличением отбора из него жидких углеводородов, являющихся ценным химическим сырьем и моторным топливом.

Топливо-энергетический комплекс располагает большими возможностями в области энергосбережения, особенно за счет дальнейшего развития теплофикации, демонтажа и модернизации устаревшего оборудования и совершенствования привода компрессоров газопроводов. Только за счет этих направлений должно быть обеспечено около четверти всей намеченной на перспективу экономии энергоресурсов.

Топливо-энергетический комплекс и в первую очередь электроэнергетика должны обеспечить предусмотренное замещение практически всего объема дефицитных видов органического топлива, главным образом за счет развития ядерной энергетики, гидроэнергетики, нетрадиционных возобновляемых источников энергии, более широкого вовлечения в производственный процесс электроэнергии, вырабатываемой на твердом топливе открытой добычи.

Важнейшими направлениями энергосбережения в отраслях ТЭК в рассматриваемой перспективе будут:

увеличение использования прогрессивных промышленно освоенных и внедрение новых технологических процессов и оборудования;

расширение применения используемых, создание и внедрение новых типов маневренных конденсационных и теплофикационных электростанций, в первую очередь на твердом топливе, в том числе парогазовых энергоустановок с внутрицикловой газификацией угля; линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности (с пониженными потерями электроэнергии) постоянного и переменного тока с усовершенствованной геометрией расположения проводов, оптимальными токовыми нагрузками и улучшенным электрооборудовани-

ем подстанций; тепловых насосов для целей централизованного теплоснабжения, эффективных теплоизоляционных материалов для канальных и бесканальных теплопроводов; более мощных газоперекачивающих агрегатов с электрическим приводом и газовыми турбинами с повышенной степенью регенерации теплоты с использованием парогазового цикла; укрупненных технологических схем переработки газа, газового конденсата и нефти, использующих комбинированные процессы и эффективные схемы химических превращений. Эти мероприятия обеспечат к 2000 г. свыше трети общей экономии энергоресурсов в ТЭК;

совершенствование внутриотраслевой производственной структуры путем дальнейшей централизации электро-, тепло- и газоснабжения потребителей; увеличение использования комбинированных способов производства и преобразования энергетических ресурсов, особенно теплофикации; дальнейшее совершенствование топливо- и энергоснабжения промышленных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей; рост уровня электрификации процессов в отраслях ТЭК, особенно за счет внедрения электропривода компрессорных станций газопроводов. Эти мероприятия могут обеспечить к 2000 г. до четверти всей экономии энергоресурсов в отраслях комплекса;

увеличение использования вторичных энергетических ресурсов за счет утилизации теплоты уходящих газов газотурбинных установок нагнетателей магистральных газопроводов и сбрасываемой в конденсаторы турбины теплоты электростанций, работающих на ядерном и органическом топливе; создание систем с использованием теплоты ТЭЦ в летнее время при централизованной выработке холода в системах кондиционирования воздуха в зданиях; использование теплоты, выделяемой при работе силовых трансформаторов, вентиляционных выбросов из помещений предприятий, отходящих газов, мятого пара и горячей воды на нефтеперерабатывающих заводах; использование метано-воздушных смесей вентиляционных выбросов шахт. Эти мероприятия могут дать к 2000 г. около десятой части всей экономии энергетических ресурсов ТЭК;

осуществление организационно-технических мероприятий, в числе которых: обеспечение действенного учета и контроля за расходом энергоресурсов; демонтаж, реконструкция и модернизация физически и морально устаревшего оборудования, в особенности электростанций и котельных; совершенствование уровня эксплуатации и коренное улучшение технологии и качества ремонтных работ; даль-

нейшее развитие сети распределительных линий электропередачи напряжением 220—330 кВ и ниже с осуществлением мер по снижению потерь и повышению качества электроэнергии, в частности путем установки компенсирующих устройств; реконструкция тепловых сетей с целью уменьшения теплопотерь за счет улучшения теплоизоляционного покрытия, оснащения их средствами автоматического регулирования и учета; совершенствование процессов сбора, хранения, транспортировки и переработки нефти, конденсата и природного газа с целью снижения их потерь за счет внедрения эффективных режимов работы предприятий, герметизации емкостей и трубопроводов, снижения затрат энергии на подготовку топлива к транспортировке. Эти мероприятия обеспечат в течение всего периода от четверти до трети общей экономии энергоресурсов отраслями ТЭК.

Наряду с экономией энергоресурсов вторым важным аспектом энергосберегающей политики в комплексе служит замещение принципиально ограниченных и быстро дорожающих ресурсов органического (прежде всего углеводородного) топлива крупномасштабными и экономически стабильными, а также возобновляемыми энергоресурсами. По своим масштабам замещение органического топлива в период до 2000 г. значительно превысит экономию энергоресурсов отраслями ТЭК и будет вестись с направлениях: использования атомной энергии для производства электрической энергии и теплоты (в том числе в удаленных и труднодоступных районах страны); дальнейшего освоения гидроэнергетических ресурсов; более широкого использования нетрадиционных источников энергии — солнечной, геотермальной, ветровой, биомассы — главным образом для целей локального тепло- и электроснабжения.

Особое место в замещении дефицитных видов органического топлива будет иметь ядерная энергия. Для решения этой крупной народнохозяйственной проблемы в рассматриваемой перспективе необходимо: существенно повысить уровень безопасности атомных станций; обеспечить практическое внедрение новых эффективных методов дальнейшей транспортировки больших количеств теплоты, в том числе, вероятно, в химически связанном виде; осуществить мероприятия по созданию и внедрению высокотемпературных реакторов, предназначенных для энергоснабжения крупных энергоемких промышленных предприятий; провести работы по совершенствованию реакторов на быстрых нейтронах.

Условно к энергосбережению можно отнести совершенствование применяемых, а так-

же создание и внедрение новых технологий добычи нефти, конденсата, газа (включая шельф и подледную добычу) и угля с целью повышения уровня их извлечения из недр за счет воздействия на нефтяные и газовые пласты, применения интенсивных методов отбора, внедрения новых, более совершенных угледобывающих комплексов и механизмов; обогащение угля и извлечение его из углесодержащих пород, более полное извлечение жидких углеводородов и других полезных компонентов из природного газа.

1.3.2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Среди отраслей ТЭК электроэнергетика является наиболее энергоемкой. Ею расходуется около 40 % всего потребляемого в стране котельно-печного топлива. Основная продукция отрасли — электрическая энергия — является наиболее ценным, экологически чистым и эффективным энергоносителем. При производстве этого энергоносителя на конденсационных тепловых электростанциях, дающих значительную часть всей электроэнергии, требующейся стране, теряется до 2/3 используемого на эти цели органического топлива. Поэтому экономия на предприятии 1 кВт·ч электроэнергии обеспечивает экономию почти 360 г условного топлива на конденсационной тепловой электростанции. При потреблении в промышленности страны в общей сложности около 1000 ТВт·ч электроэнергии (уровень 1988 г.) экономия электроэнергии в промышленности в размере 1 % будет соответствовать высвобождению из топливного баланса электростанций свыше 3 млн. т органического топлива в условном исчислении для других нужд народного хозяйства.

Выполненные на ряде промышленных предприятий анализы энергетических балансов выявили значительно большие возможности экономии. При этом значительная часть указанной экономии электроэнергии может быть достигнута без крупных капитальных затрат, за счет организационных мер, усиления режима контроля за использованием энергии.

Большое практическое значение имеют вопросы экономии электроэнергии в самой электроэнергетике, потребляющей на собственные нужды 5—7 % всей электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС и АЭС, и расходуемой на ее транспортировку более 9 %.

Повышение эффективности использования органического топлива в производстве электроэнергии достигается, в частности, при повышении доли ТЭС, работающих на высоких и сверхкритических параметрах пара. За период с 1971 по 1986 г. удельный вес ТЭС,

Т а б л и ц а 1.7. Тепловые электростанции с высокими и сверхкритическими параметрами пара

Показатель	1970 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Тепловые электростанции с давлением пара 12,7 МПа и выше:				
общая мощность, ГВт	50,1	139	162	167
удельный вес в общей мощности ТЭС, %	37	79	82	83
в том числе со сверхкритическими параметрами пара:				
общая мощность, ГВт	22,0	58,8	70	73
удельный вес в общей мощности ТЭС тепловых электростанций, %	19	33	35	36

оснащенных крупными блоками с давлением пара 12,7 МПа, в общей установленной мощности ТЭС возрос в 2,2 раза, а электростанций, работающих на сверхкритических параметрах пара, — в 1,9 раза (табл. 1.7).

Другими направлениями энергосбережения в электроэнергетике являются: замена демонтируемого отслужившего свой ресурс паротурбинного оборудования ТЭС и котельных новым, более прогрессивным; дальнейшее повышение уровня автоматизации технологических процессов; расширение использования теплофикационного энергетического оборудования; модернизация и техническое перевооружение энергоблоков действующих ТЭС; обеспечение широкого строительства парогазовых установок, в том числе с внутрицикловой газификацией твердого топлива; снижение потерь электроэнергии при ее передаче и распределении за счет оптимизации работы электрических сетей, повышения степени компенсации реактивной мощности и расширения использования линий электропередачи и распределительных сетей с повышенным уровнем напряжения; создание и внедрение технологии и оборудования, обеспечивающих снижение расхода мазута на подсытку факела в пылеугольных котлах большой единичной мощности.

Экономия энергоресурсов в электроэнергетике может быть обеспечена также путем дальнейшего повышения уровня эксплуатации действующего оборудования электростанций, совершенствования структуры их генерирующих мощностей.

Крупномасштабное энергосбережение достигается в ходе дальнейшей централизации теплоснабжения. В настоящее время свыше 2/5 общего теплоснабжения обеспечивается на базе теплофикации, основанной на комбинированном производстве электроэнергии и теплоты на мощных высокоэффективных теплоэлектроцентралях. По состоянию на начало 1989 г. общая установленная электрическая мощность теплофикационных агрегатов, действующих на электростанциях Минэнерго

СССР, составила 83,0 ГВт и была на 31 % больше, чем в 1980 г. Производство электроэнергии теплофикационными агрегатами в 1988 г. составило около 444 ТВт·ч и было почти на 124 ТВт·ч больше, чем в 1980 г. Более 62 % всей этой электроэнергии было произведено на тепловом потреблении, т. е. наибольшее эффективным с точки зрения расходования топлива методом. Отпуск теплоты ТЭЦ в 1988 г. составил 5500 млн. ГДж и превысил уровень 1980 г. на 25 %.

Удельный расход условного топлива на каждый отпущенный ТЭЦ киловатт-час электроэнергии составляет примерно 267 г, или почти на 100 г меньше, чем в среднем по КЭС. Если бы указанные выше 413 ТВт·ч электроэнергии были выработаны не на ТЭЦ, а на КЭС, то понадобилось бы израсходовать дополнительно свыше 40 млн. т условного топлива.

Экономия топлива достигается также за счет того, что значительное количество теплоты для нужд централизованного теплоснабжения получают путем отбора пара от конденсационных турбин, обеспечивая, как и на ТЭЦ, высокоэффективное комбинированное производство электроэнергии и теплоты. В настоящее время около четверти всей электроэнергии, отпускаемой в сеть, производится по теплофикационному циклу. Необходимо добиваться более полной загрузки действующего оборудования ТЭЦ и КЭС для работы по теплофикационному циклу, что пока еще обеспечивается не в полной мере.

В XI пятилетке коэффициент использования установленной тепловой мощности действующих ТЭЦ был лишь на уровне 50 %. В результате был допущен годовой перерасход условного топлива более чем в 6 млн. т. Причиной этого являлись отставание развития потребителей теплоты, завышение тепловых нагрузок при проектировании, задержка с вводом в эксплуатацию тепловых сетей, относительно низкий технологический уровень эксплуатации, ведомственная разобщенность

В настоящее время более 30 % всей электроэнергии в стране (около 725 ТВт·ч в 1988 г.) вырабатывается на ТЭС, работающих на природном газе. Повышение эффективности работы таких электростанций особенно важно и может быть достигнуто путем модернизации и оптимизации режимов работы их энергетического оборудования. В перспективе на таких электростанциях планируется широкое внедрение парогазовых установок. Первые такие установки уже действуют в нашей стране (см. разд. 4 книги 3). Строятся они и за рубежом. В дальнейшем в СССР предусмотрено сооружение серии парогазовых установок различной мощности, в первую очередь в районах, прилегающих к разрабатываемым газовым месторождениям.

Рассматривается также вопрос об установке на действующих и сооружаемых котельных, работающих на природном газе, предвключенных газовых турбин, что существенно повысит эффективность использования природного газа. В первую очередь требуется установка предвключенных газовых турбин на промышленных котельных, так как число часов использования их мощности, как правило, существенно больше по сравнению с отопительными городскими котельными.

Для повышения эффективности работы энергетических установок при производстве теплоты для централизованного теплоснабжения необходимо совершенствование вспомогательного оборудования тепловых электростанций (ТЭС), использование ТЭЦ в качестве маневренных электростанций, применение конденсационных тепловых электростанций (КЭС) для целей теплоснабжения. Подсчитано, например, что только создание и внедрение более совершенного вспомогательного оборудования на ТЭС повысит экономичность их работы на 2—3 %.

Использование ТЭЦ в маневренном режиме в условиях быстрых темпов развития базовых электростанций различного типа может обеспечить определенную экономию топлива в результате достигаемого за этот счет совершенствования структуры генерирующих мощностей в объединенных энергосистемах.

При расположении мощных КЭС на расстоянии до 50 км от крупных населенных пунктов или промышленных узлов незначительная реконструкция турбоагрегатов и тепловой схемы таких станций позволяет без крупных капитальных вложений использовать их для централизованного теплоснабжения и за счет этого на 20—25 % снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии без существенной потери мощности и маневренности. При этом улучшается состояние воздуш-

ного бассейна теплофицируемых городов, сокращается отчуждение площадок в зоне городов для котельных, более быстрыми темпами может развиваться теплофикация. Предусмотрено в перспективе использовать для нужд теплофикации КЭС с энергоблоками единичной мощностью 160, 200 и 300 МВт.

Реконструкция устаревших ТЭС с заменой демонтируемого оборудования новым только в период 1981—1985 гг. обеспечила достижение годовой экономии топлива в размере 3,1 млн. т в условном исчислении.

1.3.3. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Наибольшая часть энергосберегающего потенциала газовой промышленности сосредоточена на газоперекачивающих станциях, расходующих до десятой части всего добываемого природного газа. В результате относительно низкого КПД газоперекачивающих агрегатов, работающих с газотурбинным приводом, низкого уровня использования на них вторичных энергоресурсов более 2/3 природного газа, потребляемого на его транспортировку, безвозвратно теряется. Значительные потери природного газа имеют место и на стадии его конечного потребления из-за несовершенства газогорелочных устройств и отсутствия контрольно-измерительных приборов.

Во многих случаях расходование природного газа осуществляется весьма нерационально как в самой газовой промышленности, так и в других отраслях промышленности. Например, на ряде газоперекачивающих станций, расположенных в районах, прилегающих к электрическим сетям, питаемым крупными электростанциями, работающими на дешевых низкосортных углях открытой добычи и ядерном топливе, более эффективным с народнохозяйственной точки зрения было бы использование электроприводных газоперекачивающих агрегатов.

Важнейшими направлениями повышения эффективности использования газа в народном хозяйстве и его экономии являются: внедрение оборудования, обеспечивающего утилизацию сбросной теплоты уходящих газов газотурбоперекачивающих агрегатов для целей теплоснабжения; создание и освоение автоматизированных блочно-комплектных газотурбинных газоперекачивающих агрегатов нового поколения с повышенным КПД и блочно-комплектных газоперекачивающих агрегатов с электроприводом для центральных нагнетателей; разработка и внедрение регенераторов новой конструкции газотурбокомпрессорных агрегатов типа ГТК-10, теплоутилизационных парогазовых установок для компрессор-

ных станций газопроводов на базе газоперекачивающих агрегатов единичной мощностью от 10 до 25 МВт, газоперекачивающих агрегатов с приводом от отработавших свой ресурс в авиации авиационных двигателей типа ГПА-Ц-10 единичной мощностью 10 МВт.

1.3.4. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Основные потери топлива и энергии в этой отрасли связаны с недостаточной степенью извлечения угля из пластов, его выдуванием при транспортировке в открытых железнодорожных вагонах, слабой степенью утилизации метана при шахтной добыче топлива, отходами угля вместе с породой при его обогащении. Для снижения или полной ликвидации этих потерь необходимо разработать и внедрить усовершенствованные методы предотвращения выдувания угля из железнодорожных вагонов, в том числе различные пленочные покрытия, технические средства для утилизации в энергетических целях метано-воздушных смесей, обогатительные установки для извлечения угля из углесодержащих пород вскрыши, технологические процессы получения транспортабельного твердого топлива из канско-ачинского угля.

1.3.5. НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Потери энергоресурсов в этих отраслях связаны в первую очередь с недостаточно высоким коэффициентом извлечения нефти из пластов, низким уровнем использования действующего фонда скважин, малой энергетической эффективностью технологических процессов нефтепереработки, недостаточным уровнем использования вторичных энергетических ресурсов нефтеперерабатывающих заводов, нефтеперекачивающих станций.

Для повышения энергетической эффективности добычи нефти необходимо разработать и освоить: новые, более прогрессивные методы и технические средства воздействия на нефтяные пласты различными химическими реагентами, а также паром высокого давления, горячей водой, сжатым газом, внутрискважинным очагом горения; нефтедобывающее оборудование с погружными диафрагмовыми электронасосами, гидropоршневыми насосами, а также длинноходными глубинно-насосными установками; прогрессивные методы и технические средства интенсификации использования действующего фонда нефтяных скважин и использования автоматизирован-

ных газлифтных скважин; оборудование и технологии для разработки морских месторождений при большой глубине воды.

В области нефтепереработки основным направлением энергосбережения в перспективе является внедрение более прогрессивных технологических процессов глубокой переработки нефти и высокосернистых мазутов с каталитическим крекингом вакуумных газойлей и нового теплообменного оборудования, обеспечивающего полную утилизацию вторичных тепловых ресурсов.

Внедрение и широкое распространение перечисленных и иных энергосберегающих мероприятий в отраслях топливно-энергетического комплекса по предварительным расчетам может обеспечить к 2000 г. экономию свыше 100 млн. т условного топлива, замещение примерно втрое большего количества дефицитных видов органического топлива.

1.4. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ДРУГИХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.4.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Промышленность наряду с топливно-энергетическим комплексом является крупнейшим потребителем энергоресурсов — на ее долю приходится свыше 50 % всего энергопотребления в стране. В течение последних лет многие отрасли промышленности добились определенных успехов в снижении удельных затрат топлива, электроэнергии и теплоты на производство продукции (табл. 1.8). Вместе с тем средний коэффициент полезного использования энергоресурсов в промышленности составляет около 30 %, а по отдельным отраслям он в несколько раз меньше.

Наиболее энергоемкой отраслью промышленности является черная металлургия. Общий расход энергоресурсов этой отрасли на производство основных видов продукции в пересчете на условное топливо в 1985 г. составил свыше 180 млн. т (в целом годовое энергопотребление черной металлургии превышает 220 млн. т) и был всего на 1,1 % больше по сравнению с 1980 г. Производство проката черных металлов за эти же годы возросло с 118,3 до 133,5 млн. т, или на 12,8 %, готового проката — на 5,4 млн. т (на 5,2 %), выплавка чугуна увеличилась на 3 млн. т, стали — на 7 млн. т. опережение темпов роста производства продукции по отношению к темпам увеличения общего энергопотребления отрасли было обеспечено в значительной мере в результате снижения норм расхода энерго-

Т а б л и ц а 1.8. Удельные расходы топлива, электрической энергии и теплоты на производство продукции работ в промышленности в 1980 г. (А) и в 1985 г. (В)

Продукция	1980 г.	1985 г.	А/В, %
<i>Топливо в условном исчислении</i>			
Агломерат, кг/т	67,4	66,7	99,0
Чугун, кг/т	645,0	631,5	97,9
Сталь мартеновская, кг/т	141,7	138,0	97,4
Сталь кислородно-конвертерная, кг/т	12,7	8,4	66,1
Электросталь, кг/т	31,4	29,5	93,9
Литье стальное, кг/т	144,0	108,9	75,6
Литье чугунное, кг/т	239,1	229,8	96,1
Трубы стальные, кг/т	106,7	99,1	92,9
Трубы чугунные, кг/т	187,1	181,4	97,0
Прокат черных металлов, кг/т	133,4	125,5	94,1
Обогрев коксовых батарей (для сухой шихты), кг/т	97,0	95,8	98,8
Каучуки синтетические и латексы, кг/т	1391,5	1319,1	94,8
Калийные удобрения, кг/т	30,1	28,4	94,3
Кислота серная, кг/т	7,7	6,2	80,5
Сода кальцинированная 100 %-ная, кг/т	129,7	130,4	100,5
Фосфатные удобрения, кг/т	252,1	227,2	90,1
Цемент, кг/т	177,3	176,2	99,4
Кирпич красный, кг/тыс. шт.	245,9	245,4	99,8
Стеклоизделия, кг/т	821,9	805,1	98,0
Хлеб и хлебобулочные изделия, кг/т	123,0	119,6	97,2
<i>Электроэнергия</i>			
Агломерат, кВт·ч/т	35,8	37,7	105,3
Руда железная товарная, кВт·ч/т	69,8	82,5	118,2
Кислород, кВт·ч/тыс. м ³	467,7	523	111,8
Сжатый воздух, кВт·ч/тыс. м ³ (приведенных)	98,6	101,2	102,6
Чугун, кВт·ч/т	13,1	12,9	98,5
Сталь кислородно-конвертерная, кВт·ч/т	29,0	32,3	111,4
Сталь мартеновская и бессемеровская, кВт·ч/т	13,8	14,4	104,3
Электросталь, кВт·ч/т	692,0	723,0	104,5
Прокат черных металлов, кВт·ч/т	112,5	115,5	102,7
Трубы стальные, кВт·ч/т	137,3	143,3	104,4
Аммиак синтетический, кВт·ч/т	1004,7	720,5	71,7
Фосфор желтый, кВт·ч/т	16709,9	16333,1	97,7
Смолы синтетические и пластмассы, кВт·ч/т	1427,8	1386,7	97,1
Каучуки синтетические и латексы, кВт·ч/т	2930	2905,3	99,2
Калийные удобрения, кВт·ч/т	257,9	249,8	96,6
Кислота серная, кВт·ч/т	130,8	131,7	100,7
Синтетические смолы и пластмассы, кВт·ч/т	1427,8	1386,7	97,1
Фосфор желтый, кВт·ч/т	16709,9	16333,1	97,7
Химические волокна, кВт·ч/т	4382,3	4263,4	97,3
Карбид кальция, кВт·ч/т	3110	3161	101,6
Сода каустическая электролитическая 100 %, кВт·ч/т	3339	3323	99,5
Аммиак синтетический, кВт·ч/т	895	627	70,1
Целлюлоза, кВт·ч/т	648	674	104,0
Бумага, кВт·ч/т	843	856	101,5
Железобетонные конструкции, кВт·ч/м ³	753,0	767,9	102,0
Цемент, кВт·ч/т	109,4	111,5	101,9
Кирпич красный, кВт·ч/тыс. шт.	79,4	70,0	88,2
Стекло листовое (готовой продукции), кВт·ч/т	120,7	127,7	105,8
Ткани хлопчатобумажные и штапельные, кВт·ч/тыс. м ²	1158,3	1237,1	106,8
<i>Теплота</i>			
Коксохимическое производство (для кокса с влажностью 6 %), МДж/т	934	942	100,9
Чугун, МДж/т	250	237	94,8
Кислород, МДж/м ³	2020	1778	88,0
Прокат черных металлов, МДж/т	289	287	99,3

Продолжение табл. 1.8

Продукция	1980 г.	1985 г.	A/B, %
<i>Теплота</i>			
Сталь мартеновская, МДж/т	129	128	99,3
Трубы стальные, МДж/т	525,4	547,6	104,2
Каучуки синтетические, МДж/т	122 347	118 712	97,0
Волокна и нити химические, МДж/т	67 550	62 568	92,6
Аммиак синтетический, МДж/т	5564	4154	74,6
Смолы синтетические и пластмассы, МДж/т	23 237	21 637	93,1
Целлюлоза, МДж/т	17 995	18 568	103,2
Бумага, МДж/т	11 342	11 844	104,4
Конструкции и детали сборные железобетонные, МДж/м ³	1964	1892	96,4
Хлопчатобумажные и штапельные ткани, МДж/тыс.м ²	10 438	10 467	100,3
Сахар (переработка сахарной свеклы), МДж/т	1340	1306	97,5

ресурсов. Снижение в 1985 г. против 1980 г. только на 2,1 % удельного расхода органического топлива на выплавку тонны чугуна дало экономию около 1,8 млн. т условного топлива.

Из приведенных в табл. 1.8 64 показателей по удельному расходу энергоресурсов на выпуск промышленной продукции 41 показатель (или свыше 2/3) в 1985 г. был меньше, чем в 1980 г. Вместе с тем почти 1/3 показателей говорят о росте или стабилизации норм расхода энергоресурсов, что является в значительной мере следствием недостаточно активной работы соответствующих отраслей по повышению энергетической эффективности производства. Увеличение удельного расхода энергоресурсов в ряде случаев вызвано объективными причинами. Например, увеличение расхода электроэнергии на добычу железной руды обусловлено ухудшением горногеологических условий разрабатываемых месторождений. В то же время в черной металлургии, например, заметное снижение удельного расхода топлива сопровождалось по ряду видов продукции некоторым увеличением удельного расхода электроэнергии.

Основными направлениями совершенствования технологических процессов в целях повышения эффективности использования энергетических ресурсов в промышленности являются:

повышение уровня утилизации вторичных энергетических ресурсов;

осуществление комплекса организационно-технических мероприятий, направленных на коренное улучшение системы учета и контроля за расходом энергоресурсов на всех уровнях производства — от отдельного рабочего места до предприятия или производственного объединения;

расширение использования применяющихся, создание и внедрение новых энергосбе-

регающих технологий, оборудования, менее энергоемких конструктивных и строительных материалов;

совершенствование действующих технологических процессов, модернизация и реконструкция основных фондов при обязательном улучшении их энерготехнологических характеристик.

1.4.2. МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС

Ежегодные потребности в энергоресурсах машиностроительного комплекса в настоящее время составляют примерно 50—60 млн. т условного топлива; примерно пятая часть этого количества приходится на органическое топливо, по две пятых — на теплоту и электроэнергию. Примерно треть всего используемого в машиностроении котельно-печного топлива идет на нужды литейного, кузнечно-прессового и термического производств. На технологические нужды используется около половины всей потребляемой теплоты и немногим менее трети всей электроэнергии. Свыше трети всей электроэнергии идет на механическую обработку. Основными потребителями энергоресурсов в машиностроении являются мартеновские печи, вагранки, плавильные печи, тяговые машины, нагревательные печи, сушилки, прокатные станы, гальваническое оборудование, сварочные агрегаты, прессовое хозяйство.

Причинами малой эффективности использования топлива и энергии в отраслях машиностроения являются низкий технический уровень печного хозяйства, высокая металлоемкость изделий и большие отходы металла при его обработке, незначительный уровень рекуперации сбросной теплоты, нерациональная структура используемых энергоносителей, значительные потери в тепловых и электрических сетях.

Более половины резервов экономии энергоресурсов может быть реализовано в процессе плавки металлов и литейного производства. Остальная экономия связана с совершенствованием процессов металлообработки, в том числе за счет повышения уровня ее автоматизации, расширения использования менее энергоемких по сравнению с металлом пластмасс и других неметаллических конструкционных материалов.

Другими направлениями энергосбережения в машиностроении являются: более широкое использование электропечей и дулькопроцесса с использованием вагранок закрытого типа с подогревом дутья; применение металлизированных окатышей; использование внепечного подогрева шихты; применение жидких самотвердеющих смесей; широкое внедрение в процессах нагрева и термообработки автоматизированных печей, оснащенных рекуператорами, совершенными газогорелочными устройствами и футерованными высокоэффективными теплоизоляционными материалами; внедрение высокочастотных установок поверхностной закалки деталей и лазерной техники; замена механической обработки деталей штамповкой и точным литьем в процессах металлообработки; расширение использования методов порошковой металлургии; применение горячей накатки деталей вместо изготовления на зубофрезерных станках; замена процессов горячей штамповки выдавливанием и холодной штамповкой; внедрение автоматических линий для холодной штамповки деталей из широкополосной стали и стандартной ленты; применение профлигбочных станков, технологии обработки металла твердосплавными неперетачиваемыми пластинами и алмазным инструментом; применение станков с числовым программным управлением, поточных линий для механической обработки деталей; развитие робототехники и гибких производственных структур; повышение надежности оборудования.

Для увеличения энергетической эффективности машиностроительного производства необходимо также: повысить уровень использования вторичных энергетических ресурсов, включая утилизацию теплоты вентиляционных выбросов; осуществить комплекс мероприятий по совершенствованию энергохозяйства предприятий, в том числе модернизацию заводских ТЭЦ и котельных, компрессорных и кислородных станций, систем электроснабжения и водоснабжения; широко использовать вагранки закрытого типа с подогревом дутья, внепечного подогрева шихты, автоматизированных плазменно-индукционных печей, комбинированных электродуговых сталеплавильных пе-

чей совместно с агрегатами внепечной обработки жидкой стали, жидких самотвердеющих смесей с применением сухих обогащенных формовочных песков.

Машиностроение призвано играть основную роль в решении перспективных задач в области рационального использования и экономного расходования энергоресурсов во всех без исключения сферах экономики путем создания, производства и поставки им прогрессивных энергосберегающих технических средств, в первую очередь энергетического и электротехнического оборудования различного назначения.

1.4.3. ЧЕРНАЯ МЕТАЛЛУРГИЯ

Доля затрат на топливо и энергию в общих затратах на производство продукции в этой отрасли составляет около 1/3. По этому показателю отрасль черной металлургии занимает одно из первых мест. Наиболее крупными потребителями топлива в отрасли являются доменная и прокатное производство, самыми энергоемкими — ферросплавное, горнорудное, прокатное, электросталеплавильное и кислородное производство, самым теплосъемным — коксохимическое производство.

Основными направлениями энергосбережения в черной металлургии являются: внедрение прогрессивных технологий в агломерационном производстве и производстве окатышей с рекуперацией теплоты; применение в коксохимическом производстве термической подготовки шихты; увеличение содержания железа в железорудной части шихты; повышение доли окискованности материалов в шихте; увеличение средней температуры и применение комбинированного дутья; вдувание в доменные печи пылеугольного топлива; рециркуляция доменного газа с очисткой его от окислителей; внедрение усовершенствованных компрессорных агрегатов.

В перспективе в черной металлургии предстоит также осуществить комплекс мероприятий по: замене эксплуатируемых и вводу в действие новых теплоутилизационных установок; расширению использования технологии сухого тушения кокса; совершенствованию доменного производства, в том числе за счет повышения давления в рабочем пространстве печей, укрупнения доменных печей, повышения температуры дутья и применения комбинированного дутья с вдуванием газообразных, жидких и твердых восстановителей с подачей кислорода; значительному увеличению доли непрерывной разливки стали в общем объеме ее производства; замене марте-

новского производства кислородно-конвертерным и электросталеплавильным; разработке и освоению технологии термического упрочнения сортового и листового проката в процессе прокатки; совершенствованию технологии прокатного производства с целью сокращения числа циклов нагрева металла; вдуванию в домы горячих восстановительных газов, полученных методом конверсии природного газа с очисткой его от окислителей; совершенствованию технологических процессов производства агломерата и окатышей; расширению использования газовых утилизационных бескомпрессорных турбин; полному использованию в качестве топлива конвертерного газа; реконструкции ферросплавного производства с заменой открытых печей закрытыми с целью утилизации ферросплавного газа в качестве топлива; повышению энергетической эффективности электросталеплавильного производства за счет повышения качества шихты, автоматизации управления технологическими процессами с использованием микропроцессоров, совершенствования электрооборудования.

1.4.4. ЦВЕТНАЯ МЕТАЛЛУРГИЯ

В цветной металлургии наиболее энергоемкими являются алюминийное, медное, никелевое, свинцово-цинковое и титано-магнелиевое производства. Например, для получения 1 т алюминия (включая производство глинозема) необходимо израсходовать примерно 9 т условного топлива, никеля — 13,4 т, цинка — 2 т, меди — 1,4 т, свинца — 0,9 т.

В последние годы во всем мире интенсивно разрабатываются новые технологии получения цветных металлов из бедных руд. Расширение использования бедных руд с использованием ныне применяемых технологий повлечет за собой увеличение удельных затрат энергоресурсов. В этой связи научно-технический прогресс в цветной металлургии должен быть направлен также на сдерживание нежелательного роста энергоемкости этой продукции.

Важнейшими направлениями энергосбережения в цветной металлургии являются: широкое внедрение автогенных процессов в производстве меди, никеля и других цветных металлов при переработке сульфидных руд, в том числе плавки в жидкой ванне, взвешенной плавки, кислородно-факельной плавки, кислородно-взвешенной циклонно-электротермической плавки; преимущественное развитие комплексных безотходных технологических процессов, позволяющих максимально использовать сырьевые ресурсы за счет одновременного производства различных продуктов, в том

числе комплексной переработки алюминийсодержащего сырья (нефелинов); широкое внедрение агрегатов с высокой эффективностью использования энергоресурсов (печей кипящего слоя, новых типов электроплавильных печей, усовершенствованных схем производства глинозема); укрупнение единичных мощностей энергоемких технологических агрегатов; повышение доли электролизеров с обожженными анодами, оптимизация их технологических параметров и применение литиевых добавок в производстве алюминия; добыча руды с применением энергосберегающей циклично-поточной технологии; расширение применения предварительного обогащения полиметаллических руд в тяжелых средах; внедрение радиометрической сортировки руд, обеспечивающей сокращение объемов переработки пустой породы; использование микробиологических методов извлечения меди и цинка; разработка вопросов создания единых производственных комплексов по выпуску алюминия и глинозема с использованием ядерной энергии.

В цветной металлургии следует продолжить работу по снижению норм расхода энергоресурсов за счет улучшения использования и совершенствования структуры производственного оборудования, повышения качества сырья, более полного использования вторичных цветных металлов, осуществления других организационно-технических мероприятий.

Как и в черной металлургии, значительная экономия топлива и энергии в цветной металлургии может быть достигнута в результате более полной утилизации вторичных энергоресурсов.

1.4.5. ХИМИЯ И НЕФТЕХИМИЯ

Этим отраслям промышленности свойственно большое разнообразие технологических процессов, при которых потребляется или выделяется большое количество теплоты. Уголь, нефть и газ используются в этих отраслях как в качестве топлива, так и в качестве сырья.

Основными направлениями энергосбережения в химической промышленности являются: совершенствование существующих технологических процессов и оборудования в производствах кальцинированной и каустической соды; внедрение крупных агрегатов по производству метанола; использование газофазного метода полимеризации этилена в производстве полиэтилена; совершенствование и укрупнение единичной мощности агрегатов в производстве химического волокна; развитие мембранной технологии разделения жидких и газообразных сред; разработка и внедрение

производства хлора и каустической соды в мембранных электролизерах; увеличение доли диафрагменного метода в производстве каустической соды; применение высокоактивных катализаторов; производство ацетальдегида прямым окислением этилена кислородом.

В отрасли следует: повысить уровень использования вторичных энергоресурсов, в том числе за счет внедрения установок мгновенного вскипания для утилизации низкопотенциальной теплоты сбросных и циркуляционных жидкостей в производстве кальцинированной соды; расширить применение аппаратов с погружной горелкой для сжигания водорода, образующегося в процессе производства хлора и каустической соды; разработать и внедрить технологический процесс получения полиэтилена низкой плотности на базе использования новых, высокоактивных катализаторов.

В нефтехимической промышленности основную часть энергосбережения предусмотрено достигнуть путем: ввода в действие высокопроизводительных установок по производству этилена; увеличения выпуска дивинила и изопрена на основе новых технологических процессов; расширения применения высокоэффективных катализаторов; внедрения прогрессивных технологий получения синтетического каучука; внедрения энерготехнологических комплексов производства углерода.

Крупным резервом экономии энергоресурсов в нефтехимической промышленности является более полная утилизация вторичных энергетических ресурсов, в том числе за счет внедрения: котлов-утилизаторов на высокие параметры пара, например в процессах переработки нефти, в производстве этилена; установок использования низкопотенциальной теплоты для получения технологического холода; устройств для сжигания многофазных смесей термической переработки органических топлив.

1.4.6. ПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ

Среди промышленных производств выпуск минеральных удобрений является одним из наиболее энергоемких. Энергетические затраты в себестоимости отдельных видов продукции этой отрасли составляют примерно третью часть. В течение ряда последних лет темпы прироста производства минеральных удобрений в 1,5—2 раза опережали темпы увеличения энергопотребления.

Дальнейшее повышение энергетической эффективности производства минеральных удобрений связано с необходимостью реализа-

ции следующих важнейших энергосберегающих направлений: расширения масштабов внедрения уже освоенных в промышленных условиях крупнотоннажных агрегатов по выпуску аммиака, слабой азотной кислоты; совершенствования существующих и разработки новых технологических схем производства, в том числе установок для получения слабой азотной кислоты плазмохимическим способом; разработки и внедрения крупных агрегатов по производству карбамида, усовершенствованных производств аммиачной селитры, серной кислоты, желтого фосфора; разработки принципиально новых видов оборудования для производства минеральных удобрений, основанных на применении современных физических, физико-химических и физико-механических воздействий (акустических, вибрационных, электромагнитных и др.) на технологические процессы, в том числе тепломассообменных аппаратов, фильтров, перемешивающих устройств, грануляторов и др.; разработки и использования более эффективных катализаторов.

В производстве минеральных удобрений в целях энергосбережения необходимо также обеспечить ввод в действие нового оборудования для утилизации вторичных энергоресурсов, в том числе за счет использования отходящих газов фосфорных производств в качестве топлива в технологических процессах и теплоты технологических газов в производстве аммиака, метанола, агрессивных потоков продуктов для получения горячей воды.

1.4.7. ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

На нужды этой отрасли идет до одной десятой всего расходуемого в промышленности топлива, примерно 5 % электроэнергии и большое количество теплоты. Производство высококачественных строительных материалов основано на огневых процессах, связанных с расходом значительных количеств мазута, природного газа и кокса, т. е. наиболее ценных топлив. При этом коэффициент полезного использования этих топлив в отрасли не превышает 40 %.

Основными направлениями энергосбережения в этой отрасли являются: уменьшение влажности шлама за счет использования разжижителей; совершенствование теплообменных устройств и повышение жаростойкости конструкций вращающихся печей; внедрение энергосберегающих технологий в производстве стекла и извести, экономичных методов тепловой обработки железобетона и силикат-

ного кирпича, керамических стеновых и отделочных материалов; увеличение выпуска пустотелого кирпича; широкое использование отходов других отраслей промышленности: золы и шлака тепловых электростанций, металлургических и термофосфорных шлаков, отходов горнодобывающих предприятий и углеобогатительных фабрик.

Цементная промышленность. Наиболее крупным потребителем энергоресурсов внутри отрасли строительных материалов является производство цемента — свыше 22 млн. т условного топлива в год. Производство цемента в 1988 г. составило 139 млн. т. До 43 % общей себестоимости производства цемента составляют затраты на энергию. Наиболее энергоемким процессом в производстве цемента является отжиг клинкера — на него расходуется до 95 % всего топлива.

При так называемом мокром способе производства удельный расход энергоресурсов на отжиг клинкера примерно в 1,5 раза выше, чем при сухом способе. В настоящее время лишь примерно седьмая часть всего цемента в стране производится энергетически эффективным сухим способом. Поэтому наиболее важным направлением энергосбережения в цементной промышленности является перевод цементных заводов с мокрого способа производства на сухой.

Другими направлениями энергосбережения в цементной промышленности являются: снижение средней влажности шлама, в том числе с использованием пресс-фильтров для предварительного его обезвоживания; разработка и внедрение низкотемпературной сухой технологии производства цемента; установка эффективных теплообменных устройств во вращающихся печах по производству цемента мокрым способом.

За счет утилизации вторичной теплоты могут быть удовлетворены с избытком все потребности цементной промышленности для собственных нужд в горячей воде, отоплении и вентиляции.

Одно из направлений энергосбережения в цементной промышленности состоит в переходе на электротехнологию, которая позволит высвободить большое количество дефицитных видов органического топлива, существенно снизить потери теплоты с отходящими газами, которых при электротехнологии образуется в 4—5 раз меньше, чем при огневой технологии.

Стекольная промышленность. Годовой расход всех видов энергоресурсов на производство стекла превышает 6 млн. т условного топлива. Производство стекла и изделий из него осуществляется с помощью более

380 стекловаренных печей, из которых 2/3 отапливаются природным газом и около 1/3 — жидким топливом. Менее 4 % всех стекловаренных печей работает на твердом топливе.

Тепловой КПД пламенных стекловаренных печей — основных потребителей топлива (60—80 % общего его расхода) — не превышает 20—25 %. Наибольшие энергетические потери происходят через ограждающие конструкции печей (30—40 %) и с отходящими газами (30—40 %). Главные задачи в области энергосбережения в стекольной промышленности состоят в повышении КПД стекловаренных печей, замещении дефицитных видов органического топлива и в утилизации вторичных тепловых ресурсов.

Замещение дефицитных видов топлива может быть обеспечено расширением использования электроэнергии для дополнительного подогрева, обогрева каналов, протоков и выработочных бассейнов и применением электропечей вместо пламенных печей для варки хрусталя.

Энергосбережение в стекольной промышленности может быть достигнуто путем интенсификации процессов стекловарения, совершенствования теплоизоляции стекловаренных печей.

1.4.8. ЛЕСНАЯ, ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНАЯ И ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Основными направлениями энергосбережения в этих отраслях промышленности являются: совершенствование структуры целлюлозно-бумажного производства, в том числе за счет вовлечения в переработку листовных пород древесины, увеличения объемов переработки макулатуры, преимущественного развития менее энергоемких технологических процессов в производстве целлюлозы, бумаги и древесных плит; широкое внедрение непрерывного способа варки целлюлозы в котлах большой мощности; внедрение биметаллических котлов с принудительной циркуляцией и варкой сульфитной целлюлозы на раствори-мом основании; совершенствование тепловых схем целлюлозно-бумажного производства; совершенствование процессов сушки, в том числе в целлюлозно-бумажном производстве, за счет модернизации мокрой части бумагоделательных машин и повышения их быстроходности; разработка и внедрение новых экономичных способов производства бумажных изделий, включая производство нетканых ма-

териалов и бумаги с синтетическим волокном; внедрение нового размольного оборудования; совершенствование дефибрерного оборудования и повышение выхода годного продукта; увеличение производства мебели менее энергоемкими способами с применением новых видов облицовочных материалов вместо ламнирования; изготовление деталей из древесностружечных плит, пластмасс; внедрение экономических агрегатов для сушки щепы в производство древесностружечных плит; улучшение потребления теплоты в процессах производства целлюлозы, картона и бумаги; утилизация теплоты вентиляционных выбросов и низкопотенциальной теплоты паровоздушных смесей, охлаждающей воды и других вторичных энергоресурсов; внедрение мероприятий по повышению выхода целлюлозы, бумаги, картона.

1.4.9. ЛЕГКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

В целях экономии энергетических ресурсов в легкой промышленности необходимо: осуществить комплекс научно-технических и организационно-технических мероприятий по совершенствованию технологических процессов обжига фосфора, обработки тканей, сушки хлопка-сырца; модернизировать паросиловое хозяйство предприятий с заменой малопроизводительных котлов, установкой химводоочистки и деаэраторов, автоматизацией котельных и др.; ввести в действие прогрессивное оборудование по утилизации вторичных энергоресурсов, в том числе для использования теплоты вентиляционных выбросов.

1.4.10. МЕЖОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Значительные резервы экономии топлива и энергии, для различных отраслей промышленности, а также строительства, агропромышленного комплекса связаны: с внедрением более совершенных конструкций газогорелочных устройств, новых, более прогрессивных систем освещения, источников света и осветительных приборов; с оснащением производств системами учета и контроля расхода топлива, электрической энергии и теплоты; с применением новых современных теплоизоляционных, высокопрочных и коррозионно-стойких конструкционных материалов; с повышением эффективности теплозащиты промышленных зданий и сооружений; с совершенствованием систем электро- и теплоснабжения предприятий.

Важную роль в повышении энергетической эффективности промышленного производства должна играть автоматизация управ-

ления технологическими процессами и агрегатами, в том числе с широким использованием микропроцессорной техники.

1.4.11. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Энергетические балансы промышленных предприятий предназначены для решения следующих основных задач:

- планирования энергоснабжения предприятия и его подразделений;

- отчетности о потреблении и использовании энергоресурсов на предприятии;

- оценки фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявления причин возникновения и определения потерь энергоресурсов и энергоносителей;

- выявления и оценки резервов экономии топлива и энергии и разработки плана мероприятий, направленных на снижение потерь энергоресурсов;

- улучшения режимов работы технологического и энергетического оборудования;

- определения рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;

- совершенствования методики нормирования и разработки норм расхода топлива и энергии на производство продукции;

- определения требований к организации и совершенствованию системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей;

- получения исходной информации для создания нового оборудования и совершенствования технологических процессов с целью экономии энергетических затрат, оптимизации структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов, совершенствования внутрипроизводственного хозяйственного расчета и системы стимулирования экономии энергоресурсов.

Виды и назначение энергетических балансов. В зависимости от назначения на промышленном предприятии применяются различные виды энергетических балансов, характеризующихся следующими признаками:

- временем разработки (отчетные, плановые, перспективные и прогнозные энергобалансы);

- стадий энергетического потока (производство, преобразование, распределение, конечное использование энергоресурсов);

- объектом разработки (предприятие, про-

изводство, цех, участок, агрегат, установка и т. п.);

целевым назначением (основные и вспомогательные технологические процессы, в том числе различные виды процессов: силовые, высокотемпературные, средне- и низкотемпературные; санитарно-технические нужды — отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, освещение; коммунально-бытовые нужды);

видами и параметрами потребляемых энергоресурсов и энергоносителей (топливо, теплота и электрическая энергия, холод, сжатый воздух и газ под давлением, вода) и видами используемой энергии (механическая, тепловая, химическая и др.);

способом разработки (опытный, расчетный и опытно-расчетный);

качественными признаками, характеризующими уровень энергоиспользования (нормализованный, рациональный и оптимальный энергобалансы);

формой составления (синтетический и аналитический энергобалансы).

Различные виды энергетических балансов должны разрабатываться на промышленном предприятии в определенной последовательности и взаимосвязи.

В качестве основного документа, регламентирующего работу энергохозяйства предприятия, составляется *текущий синтетический энергобаланс* по видам потребляемой энергии, по объектам энергопотребления с разбивкой по целевому назначению и по стадиям энергетического потока.

После окончания отчетного периода (квартала, года) по данным внутривозводских отчетных документов (журналов учета, ведомостей, справок и т. д.) составляется *отчетный (фактический) синтетический энергобаланс* (по статистическим и другим формам), показывающий распределение подведенных и произведенных энергоносителей внутри предприятия.

По данным синтетического баланса, а также с учетом других сведений (полученных путем испытаний, расчетов) составляется с той или иной степенью детализации по объектам, целевому назначению, видам энергии и т. п. *фактический аналитический энергобаланс*, отражающий разделение общего расхода энергоносителей на полезный расход и потери энергии.

На основе проведенного анализа фактического энергобаланса разрабатывается *перспективный энергобаланс* с учетом проведения работ по нормализации расходов энергоресурсов, мероприятий по рационализации и оптимизации структуры энергобаланса.

При составлении *частных энергетических балансов* (по видам энергоносителей) количественное измерение энергоресурсов и энергоносителей производится в гигаджоулях, киловатт-часах и тоннах условного топлива. При составлении *сводного энергетического баланса* (по суммарному энергопотреблению) измерение различных энергоресурсов и энергоносителей производится в тоннах условного топлива. Пересчет различных видов энергоресурсов и энергоносителей в условное топливо производится с учетом средних калорийных эквивалентов.

Первичная информация по разработке и анализу энергетических балансов промышленных предприятий состоит из разделов:

общие сведения о предприятии;

отчетный энергетический баланс предприятия;

технические и энергетические характеристики энергоиспользующего оборудования;

техничко-экономические характеристики энергоносителей.

Основу первичной информации по обследованию уровней и эффективности использования энергии в промышленности составляют действующие формы статистической отчетности. Технические и энергетические характеристики оборудования должны отражать:

материальные потоки (материальный баланс);

расходы и параметры сырья, топлива и энергии, количество отходов;

конструктивные особенности установки (габариты, изоляцию, наличие установок по утилизации вторичных энергоресурсов, наличие контрольно-измерительных приборов и автоматики и т. п.);

уровень эксплуатации (периодичность использования, продолжительность нахождения в горячем резерве и т. п.).

Фактические технические и энергетические характеристики должны быть сопоставлены с проектными или лучшими по данному типу оборудования показателями (эталонами), соответствующими рациональной эксплуатации оборудования и уровню энергоиспользования.

Возможные отклонения должны быть тщательно проанализированы, и на их основе должен быть составлен план мероприятий по экономии топлива и энергии и оценен возможный экономический эффект.

Техничко-экономические характеристики энергоносителей служат для выявления причин снижения эффективности энергоиспользования в результате отклонения параметров энергоносителей от допустимого (проектного, эталонного) уровня, а также как исходная

информация при разработке оптимальных энергетических балансов предприятия. Эти характеристики включают:

стоимость энергоносителей;
параметры энергоносителей: для электроэнергии — напряжение, частоту, значение $\cos \alpha$ (фактическое); для теплоты — давление, температуру теплоносителя, возврат конденсата; для топлива — низшую теплоту сгорания, зольность, влажность, сернистость (фактические);

график годового и суточного потребления энергоносителей (для летнего и зимнего периодов).

Если имеет место собственное производство энергоносителей и поступление со стороны, то данные по обоим потокам следует давать раздельно.

Анализ энергетических балансов. Анализ проводится с целью качественной и количественной оценки состояния энергетического хозяйства и энергоиспользования в следующих направлениях:

исследования структуры поступления и потребления энергоресурсов и энергоносителей на предприятии;

определения показателей эффективности энергоиспользования;

расчета обобщенных показателей состояния энергетического хозяйства предприятия;

получения исходной информации для постановки и решения в дальнейшем задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия.

Анализ структуры приходной и расходной частей энергетического баланса позволяет установить специфику энергопотребления на предприятии, выявить различие в уровнях энергопотребления и эффективности энергоиспользования по сравнению с аналогичными предприятиями и наметить пути изменения структуры энергетического баланса.

Исследование аналитических энергетических балансов дает возможность определить фактическое состояние энергоиспользования в отдельных элементах предприятия и на предприятии в целом. При проведении анализа все элементы предприятия или элементы подлежащие специальному обследованию, классифицируются на группы процессов и установок, однородных по виду используемых энергоносителей и сходных по методике анализа энергоиспользования.

Основными показателями эффективности энергоиспользования являются:

коэффициент полезного действия энергетической установки;

коэффициент полезного использования энергоносителя;

коэффициент полезного использования суммарного энергоносителя (приведенных энергетических ресурсов);

удельный (фактический) расход энергетического ресурса или энергоносителя.

Коэффициент полезного действия энергетической установки определяется для различных видов используемой энергии по формуле

$$\eta = \mathcal{E}_{\text{пол } j} / \mathcal{E}_{\text{подв } j},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол } j}$ — количество энергии, полезно использованной в j -й установке; $\mathcal{E}_{\text{подв } j}$ — количество подведенной энергии к j -й установке, включающее энергию, выделяющуюся внутри установки в результате проведения технологических процессов, т. е.

$$\mathcal{E}_{\text{подв } j} = \mathcal{E}_{\text{изв } j} + \mathcal{E}_{\text{внутр } j}.$$

Если рассматриваемая установка является энерготехнологической, вырабатывающей полезную неэнергетическую ($\mathcal{E}_{\text{пол}}$) и энергетическую ($\mathcal{E}_{\text{втор}}$) продукцию, то коэффициент полезного действия j -й установки определяется по формуле

$$\eta = (\mathcal{E}_{\text{пол } j} + \mathcal{E}_{\text{втор } j}) / \mathcal{E}_{\text{подв } j}.$$

Коэффициент полезного использования энергоносителя на участке (цех, предприятие) определяется для различных видов энергоносителей (топливо, электрическая и тепловая энергия и др.) по формуле

$$\eta_i = \sum_{j=1}^n \mathcal{E}_{\text{пол } i j} / \sum_{j=1}^n \mathcal{E}_{\text{подв } i j},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол } i j}$, $\mathcal{E}_{\text{подв } i j}$ — соответственно количества i -го энергоносителя, полезно использованного в j -й установке и подведенного к этой установке; n — число установок на участке, использующих i -й энергоноситель.

Коэффициент полезного использования суммарного энергоносителя на участке (цех, предприятие) определяется по формуле

$$\eta = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \mathcal{E}_{\text{пол } i j} k_i / \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \mathcal{E}_{\text{подв } i j} k_i,$$

где i , m — виды и число энергоносителей; j , n — виды и число установок конечного использования (без учета установок преобразования топлива и энергии); k_i — калорийный эквивалент i -го энергоносителя.

В ходе анализа энергоиспользования на предприятии его показатели сопоставляются с аналогичными данными однородных предприятий. Анализ энергетических балансов должен выявить исходную информацию, необходимую для решения отдельных задач оптимизации структуры энергетического баланса

предприятия, касающихся возможности замены в технологических процессах и установках одного энергоносителя другим, использования в качестве замещающего энергоносителя вторичных энергетических ресурсов, имеющихся на рассматриваемом предприятии и вне его.

1.5. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ТРАНСПОРТЕ

Транспорт является важнейшим потребителем наиболее качественных видов жидкого топлива, крупным потребителем электроэнергии. За последние годы транспортная система страны претерпела серьезные количественные и качественные изменения. Отправление грузов всеми видами транспорта в 1988 г. составляло около 13 млрд. т и было на 11 % больше, чем в 1980 г. Наиболее быстрыми темпами развивался речной транспорт и трубопроводный транспорт природного газа — за период с 1981 по 1988 г. он возрос соответственно на 22 и 31 %. Железнодорожным транспортом в 1988 г. было отправлено по сравнению с 1980 г. грузов на 10 % больше, морским на 10 %, автомобильным и воздушным — на 7 %.

Быстрые темпы развития транспорта, несмотря на определенное повышение его энергетической эффективности (табл. 1.9), увеличивают потребности в наиболее квалифицированных и дорогих энергоносителях — в моторных топливах и электроэнергии. В этой связи весьма актуальной является политика энергосбережения, проводимая на всех видах транспорта, совершенствование структуры транспортных средств в целях обеспечения перевозки грузов и пассажиров при минимальных энергетических затратах.

Железнодорожный транспорт, на долю которого приходится примерно 50 % всех перевезенных в стране грузов, ежегодно расходует около 30 млн. т условного топлива, причем 60 % всех затрат приходится на долю тепловозов. Экономия лишь 1 т условного топлива обеспечивает перевозку 3000 т грузов примерно на 100 км.

Основными направлениями энергосбережения на железнодорожном транспорте являются: дальнейшая электрификация железных дорог; ввод в эксплуатацию новых, более совершенных локомотивов, характеризующихся по сравнению с выпускаемыми в настоящее время повышенным КПД двигателей и передач, более совершенной системой охлаждения, меньшими расходами энергии на собственные нужды; снижение сопротивления движению за счет увеличения доли грузовых вагонов на роликотных подшипниках и увеличения доли бесстыкового пути; внедрение рекуперативного торможения на электрифицированных участках железных дорог; увеличение массы поезда за счет повышения степени загрузки вагонов, применения вагонов повышенной грузоподъемности; совершенствование планирования перевозок; осуществление комплекса мероприятий по снижению потерь электроэнергии на тяговых подстанциях, реактивной мощности в системе электротяги и стационарных потребителей; замещение нефтяного моторного топлива сжиженным природным газом; централизация теплоснабжения железнодорожных станций и узлов.

Автомобильный транспорт расходует более половины общего количества энергоресурсов, потребляемых всеми видами транспорта. Основными направлениями энергосбережения на автомобильном транспорте являются: уве-

Таблица 1.9. Удельный расход энергоресурсов на транспорт в 1980 г.: (А) по сравнению с 1985 г. (В)

Вид транспорта	1980 г.	1985 г.	А/В
<i>Электрoэнергия</i>			
Железнодорожный на электротяге, кВт·ч (тыс. т·км) (брутто)	12,7	12,4	97,6
Городской электрифицированный, кВт·ч/(т·км) (брутто)	52	53,9	103,6
Трамвай, кВт·ч на приведенный вагоно-километр	146,4	137,7	94,1
Трубопроводный:			
перекачка газа, кВт·ч/(млн. м ³ ·км)	15,4	12,7	82,5
перекачка нефти, кВт·ч/(тыс. т·км)	16,4	13,9	84,5
<i>Топливо (в пересчете на условия)</i>			
Газопроводный: перекачка газа по магистральным газопроводам, кг/(млн. м ³ ·км)	46,9	42,5	90,6
Морской: работа пароходов, кг/тыс. тонна-миль	11,0	9,7	88,2

личение доли грузооборота и пассажирооборота, выполняемых автомобилями и автобусами с дизельными двигателями (дизелизация); снижение удельных норм расхода топлива автомобилями за счет повышения КПД двигателей, трансмиссий, снижения собственной массы и аэродинамического сопротивления, увеличения доли радиальных шин; оснащение автомобилей приборами регистрации параметров движения; замещение бензина менее дефицитными видами топлива, в первую очередь сжатым и сжиженным газом.

Водный транспорт. Основными направлениями энергосбережения на водном транспорте являются: пополнение флота новыми судами, оптимизация режимов работы судового оборудования при помощи АСУ и бортовых ЭВМ; внедрение новых систем топливоподготовки, многофункциональных присадок к топливу, необрастающих покрытий корпусов судов; внедрение систем глубокой утилизации теплоты отходящих газов судовых двигателей и утилизации нефтяных остатков на судах; развитие речных перевозок несамходным флотом в крупнотоннажных составах; применение на речных судах дизелей с трубоаддувом; повышение нагрузок на единицу мощности двигателя, тяги, совершенствование эксплуатации энергетических установок и двигателей судов; замещение нефтяного моторного топлива сжиженным природным газом.

Воздушный транспорт. Энергосбережение на воздушном транспорте достигается: применением более экономичных самолетов; совершенствованием расстановки и использования парка самолетов в соответствии с пассажиропотоками и дальностью рейсов; разработкой и усовершенствованием методов летной эксплуатации; использованием водорода в качестве топлива; внедрением новых аэродромных машин и механизмов.

1.6. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В АГРОПРОМЫШЛЕННОМ КОМПЛЕКСЕ

1.6.1. СЕЛЬСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

Общее энергопотребление в сельском хозяйстве в 1985 г. составило свыше 270 млн. т условного топлива, или 15 % суммарного потребления энергоресурсов. В 1988 г. потребление электроэнергии в сельском хозяйстве, включая коммунально-бытовые нужды, составило 167 ТВт·ч и было на 50 % больше, чем в 1980 г. Из этого количества на производственные цели было израсходовано 74 %. Темпы роста электропотребления

в сельском хозяйстве были примерно вдвое более высокими по сравнению с темпами увеличения общего электропотребления.

В сельском хозяйстве в перспективе сохраняется объективная необходимость опережающего роста энергопотребления, связанная с предусмотренным Продовольственной программой ростом механизации и моторизации сельскохозяйственного производства и увеличением в нем производительности труда.

Около половины экономии энергии будет обеспечено в результате внедрения энергосберегающих машин, технологических процессов и оборудования, в том числе промышленно освоенных и новых, подлежащих освоению, и около десятой части — за счет повышения уровня использования вторичных энергетических ресурсов. Большие возможности по экономии энергоресурсов в сельском хозяйстве должны быть реализованы в течение рассматриваемой перспективы за счет малокапиталоемких организационно-технических мероприятий.

Основными направлениями повышения эффективности использования энергетических ресурсов в сельском хозяйстве на период до 2000 г. наряду с совершенствованием техники также являются: разработка и внедрение энергосберегающих технологий в растениеводстве; совершенствование технологии сушки зерна и кормов, методов применения минеральных, органических удобрений и химических мелиорантов; разработка и внедрение систем использования отходов растениеводства и животноводства в энергетических целях, а также для производства удобрений и кормовых добавок; использование теплоты вентиляционных выбросов животноводческих помещений для подогрева воды и обогрева помещений для молодняка (с применением пластинчатых рекуператоров); обеспечение оптимальных температурных режимов и секционирования системы отопления животноводческих помещений в зависимости от возраста животных; применение тепловых насосов в системах теплохладоснабжения и устройств для плавного регулирования работы систем вентиляции; использование сбросной теплоты ТЭС и АЭС, газокompрессорных станций и геотермальных вод для обогрева парников, теплиц, сушки зерна и кормов; внедрение современных контрольно-измерительных приборов и систем автоматизации; совершенствование учета, нормирования и организации технологических процессов в животноводстве и растениеводстве.

Для осуществления намеченной программы энергосбережения в сельском хозяйстве необходимо: осуществить комплекс мероприя-

тий по внедрению плоскорезной обработки почвы; усовершенствовать технологические процессы в растениеводстве; внедрить химическое консервирование влажного зерна, активное вентилирование, предварительный подогрев сушильного агента для подсушки зерна, предварительное провяливание и подсушивание зеленой массы кормовых культур.

Определенную положительную роль в энергосбережении в сельском хозяйстве будут иметь: более широкая электрификация сельскохозяйственного производства; строительство биогазовых установок; повышение КПД топливопотребляющего оборудования, совершенствование учета и отчетности в энергопотреблении; снижение потерь нефтепродуктов при их транспортировке, хранении и использовании в мобильной сельскохозяйственной технике, электроэнергии — в сельских электрических сетях, трансформаторных подстанциях; внедрение тепловых реле для автоматизации управления электронагревом, автоматических систем регулирования вентиляции.

1.6.2. ПИЩЕВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

В этой отрасли в 1985 г. было израсходовано свыше 20 ТВт·ч электроэнергии, более 475 млн. ГДж теплоты и большое количество органического топлива.

К числу наиболее энергоемких относится производство сахара. Основная экономия энергоресурсов в сахарном производстве может быть достигнута в результате совершенствования технологических схем и целенаправленного внедрения энергосберегающего оборудования, использования низкопотенциальной теплоты вторичных паров выпарных и вакуум-кристаллизационных установок и конденсатов в тепловых схемах.

Энергоемким является также производство спирта. Основным направлением снижения расхода теплоты при производстве спирта является внедрение ферментативного гидролиза при подготовке крахмала, содержащего сырье к сбраживанию. Значительные возможности энергосбережения имеются и у других производств пищевой промышленности.

Повышение энергетической эффективности производства в пищевой промышленности связано: с усовершенствованием технологических процессов и оборудования в производстве сахара, хлеба, спирта, растительных масел, консервов; с осуществлением комплекса мероприятий по модернизации оборудования для хладоснабжения, расширением использования естественного холода, совершенствованием режимов теплопотребления и тепловых схем;

с внедрением комплекса организационно-технических мероприятий по автоматизации и диспетчеризации производства, улучшением нормирования расходов энергоресурсов; с повышением степени использования вторичных энергетических ресурсов; с внедрением новых энергосберегающих технологических процессов и оборудования.

1.7. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Этот сектор экономики является одним из крупнейших потребителей топлива и теплоты. Общее потребление электроэнергии в городском коммунально-бытовом хозяйстве в 1985 г. составило 193 ТВт·ч. Быстрое развитие жилого фонда и фонда общественных зданий приводит к значительному росту потребностей в энергоресурсах, в частности в связи с необходимостью обеспечения комфортных условий для человека, находящегося в помещении.

Основными направлениями повышения эффективности использования и экономии энергетических ресурсов в коммунально-бытовом хозяйстве на период до 2000 г. являются: повышение теплозащиты строящихся и действующих жилых и общественных зданий и теплосетей за счет использования эффективных теплоизоляционных материалов; снижение потерь в городских электросетях; снижение расхода топлива и энергии на отопление и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий за счет автоматизации отпуска и расходования теплоты; утилизация теплоты вентиляционных выбросов общественных зданий; централизация теплоснабжения, модернизация и замена устаревшего оборудования и укрупнение котельных, внедрение в сферу личного пользования эффективных индивидуальных отопительных установок и упорядочение их топливоснабжения; широкое применение методов аккумулирования теплоты для ее использования для производственных нужд, отопления, вентиляции и горячего водоснабжения на базе электрической энергии, вырабатываемой в часы провала графиков электрической нагрузки; создание и внедрение новых, увеличение масштабов использования существующих прогрессивных систем освещения, источников света, осветительных приборов, а также аппаратуры для автоматического управления освещением.

Большие резервы экономии электроэнергии имеются в повышении энергетической эффективности электробытовых приборов.

1.8. РОЛЬ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Научно-технический прогресс в энергосбережении требует наряду с расширением использования уже применяемых и внедрением новых энергосберегающих технологий, оборудования, машин и материалов выявления и постоянного пополнения связанных с этим научных идей, проведения фундаментальных исследований в целях обеспечения научного задела в этой важной области деятельности.

Фундаментальные исследования необходимы в области перспективного развития экономики для определения путей ее оптимизации с точки зрения снижения удельной энергоемкости национального дохода, существенного роста производительности и улучшения условий труда на базе увеличения его электрооборуженности, повышения качества продукции, охраны среды обитания.

В решении задачи энергетического совершенствования большого числа технологических процессов и оборудования важное значение имеют научные исследования в области тепломассообмена, позволяющие разработать научные основы создания принципиально новых типов теплообменного оборудования и применяемых для его изготовления конструкционных материалов, использования высокотемпературной теплоты в установках различного типа по производству электроэнергетики и в технологических процессах. Решение фундаментальных научных проблем в указанных областях будет содействовать снижению непроизводительных тепловых потерь, повышению энергетического КПД энергопреобразующего и энергопотребляющего оборудования, создаст предпосылки для эффективного полезного использования огромных количеств не находящейся в настоящее время применении низкопотенциальной сбросной теплоты.

Исследования в области тепломассообмена должны касаться подробного изучения механизма теплопередачи, в частности — турбулентного массообмена через пористые материалы, радиационной теплопередачи. Сюда же относятся исследования жидких сред, инертных к конструкционным материалам при высоких температурах, изучение возможностей применения оксидных пленок для защиты рабочих поверхностей деталей оборудования и машин.

Важной областью фундаментальных исследований в сфере энергосбережения являются тепловые двигатели и циклы: двигатели

внутреннего сгорания, паровые турбины, компрессоры, тепловые насосы, холодильники, кондиционеры и т. д. Эта область исследований включает работы, направленные на повышение или снижение интенсивности теплообмена (в зависимости от типа двигателя или цикла), уменьшение термических деформаций и сил трения, улучшение характеристик горения топлива и теплового режима в камерах сгорания, усовершенствование проточной части тепловых машин, улучшение характеристик конструкционных материалов, идущих на изготовление тепловых двигателей, особенно — на повышение их жаростойкости. Решение этих и других научных проблем позволит создать тепловые двигатели и циклы с повышенным КПД и, следовательно, существенно снизить удельный расход органического топлива и выход вторичных тепловых ресурсов, увеличить степень их последующего полезного использования, повысить надежность и удлинить срок службы двигателей, увеличить продолжительность межремонтной работы, сократить эксплуатационные затраты.

Разработка теоретических основ и создание соответствующих технических средств контроля времени прохождения поршня в цилиндре двигателя может повысить удельную полезную работу. Широкое внедрение конструкционных материалов, основанных на керамике, в газотурбостроении позволит поднять температуру газов на входе в турбину, повысить удельную выходную мощность в расчете на единицу массы машины, увеличить ее КПД.

Исследования в области тепловых двигателей и циклов охватывают такие проблемы, как улучшение теплообмена в двигателях, работающих по циклу Стирлинга, повышение теплоотдачи с воздушной стороны кондиционеров и компрессоров путем разработки новых геометрий поверхностей, снижения скоростей потока и использования новых материалов, выявление путей снижения турбулентности потока внутри цилиндра теплового двигателя и приближения его к ламинарному.

Для повышения уровня автоматизации технологических процессов и оборудования необходимы: создание новых типов датчиков, способных быстро и надежно работать в энергетическом потоке при экстремальных температурах и давлениях, высоких скоростях в различных агрессивных средах и разработка автоматизированных систем управления на базе современной компьютерной техники. С помощью датчиков температуры, давления и скорости потока, а также автоматизированных систем управления можно добиться повышения энергетической эффективности многих высокотемпературных технологических про-

цессов. К этой же категории научных проблем относятся исследования в области искусственного интеллекта, роботизации, томографии, ультразвука, лазерных пучков и т. д., которые закладывают основы дальнейшей компьютеризации процессов управления и на этой базе должны обеспечить улучшение энергетической эффективности технологических процессов.

Большие возможности экономии энергии имеются в области обработки материалов и создания новых их видов. Помимо традиционных новыми методами обработки материалов являются обработка и упрочнение рабочих поверхностей путем нанесения облицовок с помощью порошковой металлургии, радиационного облучения, ускоренного отверждения метастабильных промышленных материалов, таких как волокна и ленты, синтез материалов из химических элементов, облицовка металлических поверхностей керамикой. Фундаментальные исследования в этой области могут привести к разработке новых, менее энергоемких, в том числе высокотемпературных, технологий обработки материалов, созданию новых материалов с заданными свойствами, применение которых обеспечит экономию энергии.

Необходимы исследования возможностей извлечения металлов и порошкообразных рудных материалов, методов производства металлических изделий нужных конфигураций, не требующих обработки резанием, и химических реакций при повышенных температурах.

К фундаментальным исследованиям в области энергосбережения относятся и работы по созданию специальных материалов, которые могут обеспечить значительную экономию в строительстве и промышленности, таких как специальный цемент, жаростойкая керамика, сплавы с улучшенными свойствами, сверхпроводниковые материалы и т. д. Бетон, изготовленный на основе специального цемента, например, почти в 10 раз прочнее на растяжение по сравнению с бетоном из обычного цемента, а его ударная вязкость сравнима с вязкостью чугуна. Использование этих материалов может обеспечить значительную экономию энергии. Исследования в области специальных материалов включают изучение методов производства с помощью лазеров, радиочастотного плазменного пиролиза керамических порошков, из которых изготавливаются малопористые керамические изделия, выявление путей замены титановых сплавов высокопрочными алюминиевыми сплавами и композиционными материалами в тепловых двигателях.

Научно-технический прогресс является

наиболее крупным, практически неисчерпаемым резервом энергосбережения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бесчинский А. А., Башмаков И. А., Вольфберг Д. Б. Познается в сравнении // Энергия: экономика — техника — экология. 1987. № 11. С. 49—52.
2. Вольфберг Д. Б. Электроэнергетика и проблемы энергосбережения в промышленно развитых капиталистических странах // Итоги науки и техники. Экономика и организация производства тяжелой промышленности. Т. 9 (Энергетические проблемы). М.: ВНИИТИ, 1983.
3. Вольфберг Д. Б., Макаров А. А. Рациональное использование и экономия топливно-энергетических ресурсов // Современные проблемы энергетики / Под ред. Д. Г. Жимерина. М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. Вольфберг Д. Б., Макаров А. А. Энергосберегающая политика и развитие энергетики СССР. Доклад на симпозиуме Европейской экономической комиссии ООН, 1984, г. Будапешт.
5. Доброхотов В. И., Вольфберг Д. Б. Основные направления энергосберегающей политики на ближайшую перспективу // Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1985. № 6. С. 3—7.
6. Лалаянц А. М. Топливо-энергетический комплекс в двенадцатой пятилетке // Плановое хозяйство. 1986. № 7.
7. Народное хозяйство СССР за 70 лет: Юбилейный статистический ежегодник / Госкомстат СССР. М.: Финансы и статистика, 1987.
8. Основные направления энергосберегающей политики / Энергетический комплекс СССР; Под ред. Л. А. Мелентьева и А. А. Макарова. М.: Экономика, 1983.
9. Экономия топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве. Материал семинара. Общество «Знание» РСФСР. Московский Дом научно-технической пропаганды имени Ф. Э. Дзержинского. М.: 1986.
10. Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов. Опыт и практика СССР, ВНР, ГДР и ЧССР / Под ред. Д. Б. Вольфберга. М.: Энергоатомиздат, 1983.
11. Эффективное использование электроэнергии / Под ред. К. Смита; Пер. с англ. под ред. Д. Б. Вольфберга. М.: Энергоиздат, 1981, 400 с.
12. Energy Terminology. A Multi-lingual Glossary, 2nd Edition, 1985. The World Energy Conference, London, UK.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

2.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСТАНОВОК

2.1.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Теплотехнология — совокупность способов преобразования исходных сырья, материалов, полуфабрикатов в заданный товарный продукт на основе изменения их теплового состояния.

Теплотехнологический процесс — элемент теплотехнологии, включающий в себя совокупность элементарных (теплофизических, физических, химических, механических и др.) процессов, обеспечивающих конкретное, технологически регламентированное тепловое воздействие на сырье, материалы, полуфабрикаты на отдельных этапах производственного цикла (например, теплотехнологические процессы, реализуемые в промышленных печах, сушильных установках, выпарных аппаратах и т. д.).

Степень (стадия) теплотехнологического процесса — часть теплотехнологического процесса, требующая для реализации обеспечения своих, специфических теплотехнических, технологических и организационных условий (переход от одной степени к другой связан с изменением температурного и теплового режимов, состава газовой атмосферы, источника энергии и т. д.). В общем случае теплотехнологический процесс может быть представлен как последовательная совокупность нескольких ступеней. К числу одноступенчатых относят многие варианты нагрева термотонких тел в нагревательных печах. Двух-, трех- и многоступенчатыми являются процессы нагрева термомассивных тел, термической обработки металлов, керамики в различных нагревательных печах.

Теплотехнологическая схема производства — наглядная (графическая) иллюстрация последовательной совокупности теплотехно-

логических и других технологических процессов производства того или иного продукта. В качестве примера на рис. 2.1 приведена теплотехнологическая схема производства меди.

Схема теплотехнологического процесса — наглядная иллюстрация последовательной со-

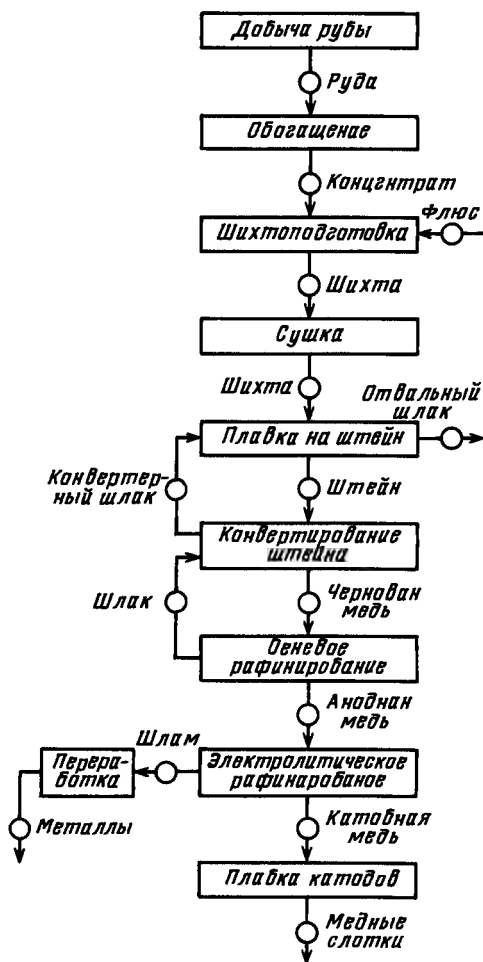


Рис. 2.1. Теплотехнологическая схема производства меди

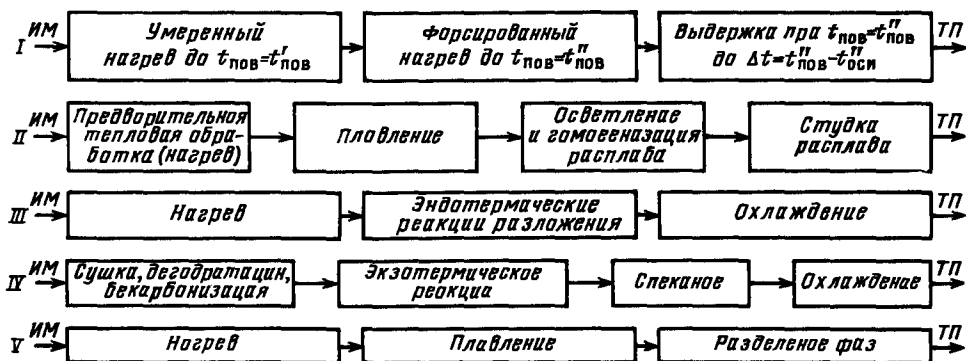


Рис. 2.2. Примеры схем теплотехнологических процессов:

I — нагрев массивных изделий, слитков; II — варка стекла; III — обжиг известняка; IV — обжиг на цементный клинкер; V — плавка медного концентрата на штейн; ИМ — исходные материалы; ТП — технологическая продукция

вокупности элементарных процессов теплотехнологического процесса (рис. 2.2).

Теплотехнологический реактор (аппарат, рабочее пространство теплотехнологической установки) — одно- и многокамерное устройство, в пределах которого осуществляются все стадии данного теплотехнологического процесса (например, металлургический конвертер, рабочее пространство доменной печи, методической нагревательной печи, мартеновской печи, вращающаяся печь с холодильником и циклонными теплообменниками производства цементного клинкера, сушилки, выпарные аппараты, ректификационные колонны, совокупность элементов парового котла и др.).

Теплотехнологическая установка — совокупность теплотехнологического реактора (аппарата, рабочего пространства) и эксплуатационно связанного с ним технологического, теплотехнического, энергетического, транспортного, приемно-распределительного и другого оборудования, непосредственно обеспечивающая реализацию данного теплотехнологического процесса и работающая в едином технологическом ритме (например, совокупность оборудования котельной установки).

Теплотехнологическая установка с элементами внешнего теплоиспользования (теплоэнергоиспользования) — теплотехнологическая установка с пристроенными или встроенными в структурную схему установки элементами (устройствами) для использования отходов теплоты (энергии) этой установки с целью получения энергетической или другой технологической продукции (печи с котлами-утилизаторами, испарительным охлаждением и т. д.).

Теплотехнологическая система — совокупность теплотехнологических установок

и эксплуатационно связанного с ними технологического, теплотехнического, энергетического, транспортного, приемно-распределительного и другого оборудования, обеспечивающая в пределах данного предприятия переработку исходных материалов в заданный продукт или полуфабрикат.

Теплотехнологический комплекс — совокупность теплотехнологических систем, производственно связанных с ними технологических, теплотехнических, энергетических, транспортных, приемно-распределительных и других устройств, установок, систем, включая источники технологического сырья, топлива, электроэнергии, обеспечивающая всю последовательность теплотехнологических процессов преобразования исходного сырья в заданную продукцию как в пределах данного предприятия, так и вне его.

Промышленный теплотехнологический комплекс — совокупность отдельных теплотехнологических комплексов, формирующих техническую базу основных производств народного хозяйства.

Комбинированная система (установка) технологического или технологического и энергетического назначения — система (установка), органически связывающая две (или более) разнородные по производимому продукту паритетные технологические или технологические и энергетические системы (установки) с целью достижения наиболее высокой энергетической и общей эффективности выработки одновременно задаваемых видов продукции и уровней их производства и являющаяся альтернативным решением раздельного, выполненного на современном научно-техническом уровне варианта выработки этих видов продукции.

В теплотехнологии и в энергетике комби-



Рис. 2.3. Структура промышленной энергетики

нированные установки и системы могут формироваться на основе использования общего источника энергии — топлива, комплексного использования единого сырья, а также топлива и сырья одновременно.

К комбинированным установкам и системам не относятся теплотехнологические установки с внешним теплоиспользованием с пристроенными или встроенными теплоутилизационными или энергоутилизационными элементами, устройствами, установками, у которых вид дополнительной продукции в значительной мере определяется особенностями теплотехнологической установки, производящей лидирующий продукт, а уровень их производства — объемом тепловых (энергетических) отходов лидирующего технологического процесса.

Тепловая схема теплотехнологической установки (оформления теплотехнологического процесса) — наглядная (графическая) иллюстрация состава и размещения источников энергии, состава и последовательности перемещения теплоносителей и рабочего тела (тел) в технологических и других элементах установки.

Теплотехнический принцип (способ) реализации технологического процесса — характерная совокупность тепловых, аэродинамических, механических и других условий организации термической обработки сырьевых материалов, полуфабрикатов, изделий в теплотехнологическом реакторе (аппарате, рабочем пространстве установки).

Термодинамически идеальная теплотехнологическая установка — установка, наделенная некоторыми предельными свойствами, теоретически обеспечивающими минимальный расход топлива (теплоты) на проведение теплотехнологического процесса. К числу этих свойств (принципов) относятся: неограниченные возможности организации теоретического противотока рабочего тела (технологически обрабатываемого материала) и теплоносителя (продуктов сгорания топлива, технологических газов и т. д.) и предельно (принципиально возможного) регенеративного теплоиспользования; предельно высокая тепловая герметичность ограждения установки; неограничен-

ные возможности интенсификации внешнего теплообмена, следствием чего является завершенность этого вида теплообмена; неограниченные возможности интенсификации процесса горения (окисления) топлива, вследствие чего в уходящих газах установки при коэффициенте расхода окислителя $\alpha \geq 1,0$ отсутствуют потери от неполноты горения топлива; неограниченные возможности интенсификации внешнего массообмена и переноса массы в теплотехнологических реакторах (аппаратах); предельно низкое самопотребление энергии; теплотехнологический процесс теоретически реализуется наилучшим образом, но в принципиально возможных рамках.

Энергетика теплотехнологии — новая область промышленной энергетики (рис. 2.3) (и новая научная дисциплина), призванная обеспечивать (изучать) условия реализации предельно высокого, экономически обоснованного энергосберегающего эффекта в теплотехнологических установках и системах при строго регламентированных технологических требованиях, при комплексном учете и решении проблемных задач ресурсосбережения, охраны окружающей среды, экономии пресной воды, при наиболее благоприятном производственном комфорте для человека.

При этом основой содержания профессиональной деятельности инженера-энергетика теплотехнологии являются:

1) разработка концепции интенсивного энергосбережения теплотехнологических комплексов и систем, отдельных технологических установок и производственных линий, включающей:

диагноз и объективную оценку качества и эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, материалов и экологической обстановки, основанные на сравнительном анализе характеристик действующих объектов (теплотехнологических установок, систем, комплексов) и их термодинамически идеальных моделей, формируемых на принципах безотходной технологии, энергосберегающих тепловых схем и оборудования;

прогноз возможного уровня энергоматериалосбережения и радикального улучшения экологической обстановки, основанного на сравнительном анализе характеристик действующих объектов и их практических моделей, формируемых в условиях предельно глубокого научно-технического прогресса;

состав конкретных мероприятий и технических предложений по реализации интенсивного энергосбережения;

2) создание теплотехнологических установок и систем нового поколения, отличающихся предельно высокими энергоматериало-

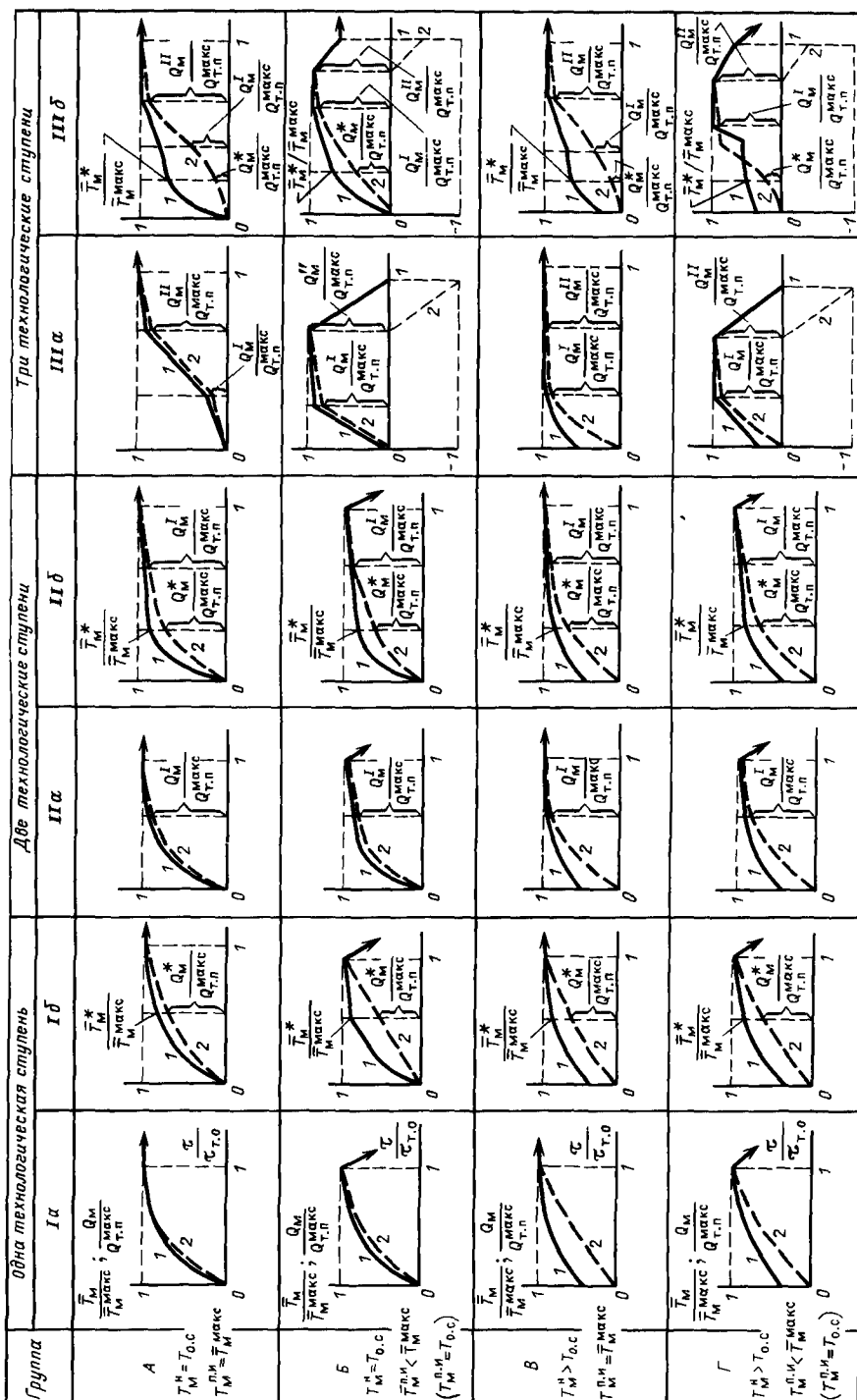


Рис. 2.4. Характерные температурные и тепловые графики технологических процессов, реализуемых в высокотемпературных тепло-технологических установках: 1 — относительная температура $T_m/T_m^{\max}$; 2 — относительное теплотолочение исходных материалов (веществ) в процессе $Q_m/Q_m^{\max}$; где Q_m , $Q_m^{\max}$ — соответственно теплотолочение материалов за время процесса τ и общее теплотолочение материалов, необходимое для доведения продуктов (полуфабрикатов) до $T_m^{\max}$ и реализации всего комплекса необходимых физико-химических превращений; T_m , T_m^* — средняя температура и теплотолочение материалов перед стадией процесса, в которой существуют физико-химические эндотермические эффекты; Q_m , Q_m^* — теплотолочение соответственно после первой и второй ступеней технологического процесса; I_a , II_a , III_a — варианты с незначительным влиянием эндотермических эффектов; I_b , II_b , III_b — варианты с существенным влиянием эндотермических эффектов

сберегающими и экологически совершенными характеристиками;

3) разработка мероприятий и внедрение технических решений, обеспечивающих радикальную энергетическую модернизацию действующих теплотехнологических установок и систем.

В основу классификации теплотехнологических процессов можно положить управляемые средствами теплотехники физические или физико-химические явления, лимитирующие длительность рабочего цикла, производительность установки и качество продукции [15]. Исходя из этого, можно выделить технологические процессы, определяемые:

1) интенсивностью подвода теплоты к поверхности обрабатываемого материала (интенсивностью внешнего теплообмена);

2) интенсивностью подвода массы извне к реагирующей поверхности обрабатываемого материала (интенсивностью внешнего массообмена);

3) интенсивностью переноса теплоты внутри обрабатываемого материала;

4) интенсивностью молекулярного переноса массы внутри обрабатываемого материала;

5) интенсивностью перемешивания фаз (твердых, жидких) в зоне их термической обработки;

6) скоростью собственно химического реагирования;

7) скоростью разделения целевых и сопутствующих продуктов.

Температурные и тепловые графики технологических процессов могут быть сведены в четыре группы А — Г (рис. 2.4), если за основу их формирования приняты [15] соотношение между начальной температурой исходных материалов T_m^* и температурой окружающей среды $T_{0,c}$ и соотношение между средней максимальной температурой материала в процессе $\overline{T}_{m, \max}^*$ и средней температурой технологического продукта (полуфабриката) $T_m^{п.н.}$, при которой он используется непосредственно после выдачи из теплотехнологической установки (в общем случае учитываются целевые и сопутствующие продукты).

В каждой из групп (рис. 2.4) выделены несколько подгрупп, отличающихся числом ступеней технологического процесса.

На практике встречаются технологические процессы, имеющие более трех технологических ступеней.

На основе температурных и тепловых графиков, схем и условий проведения технологических процессов может устанавливаться структура камер рабочего пространства и тепловых схем теплотехнологических установок.

2.1.2. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕАКТОРОВ. ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИИ

В зависимости от числа камер, в которых реализуются все ступени (стадии) технологического процесса, выделяют установки с однокамерным и многокамерным реактором (рис. 2.5).

Установки с *однокамерным однозонным реактором* (рабочим пространством), например топливные печи, характеризуются относительно равномерным температурным полем греющих газов в объеме и, как правило, цикличностью их действия (мартеновские печи, нагревательные колодцы и др.).

При однокамерном, но многозонном реакторе установки отличаются непрерывностью работы и неравномерным полем температур газов в объеме (например, методические нагревательные печи, шахтные печи, вращающиеся печи). Установки с таким реактором (рабочим пространством) более прогрессивны, чем первые.

В многозонном и многокамерном реакторах можно выделить соответственно следующие зоны и камеры [15]:

1) предварительной тепловой или тепловой и физико-химической обработки исходных материалов (ПТО);

2) основной технологической обработки материалов (ОТО), где или завершается технологический процесс в целом, или проводится его решающая стадия;

3) технологической дообработки материалов (ТД);

4) технологически регламентированного охлаждения технологического продукта (ТРО).

В отличие от этих технологических зон и камер устройства, в которых осуществляется технологически нерегламентированное охлаждение продукта, относятся к *теплотехническим элементам* установки.

В общем случае теплотехнологическая

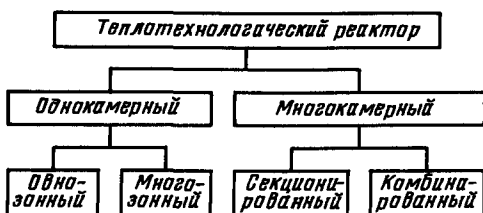


Рис. 2.5. Классификация высокотемпературных теплотехнологических реакторов

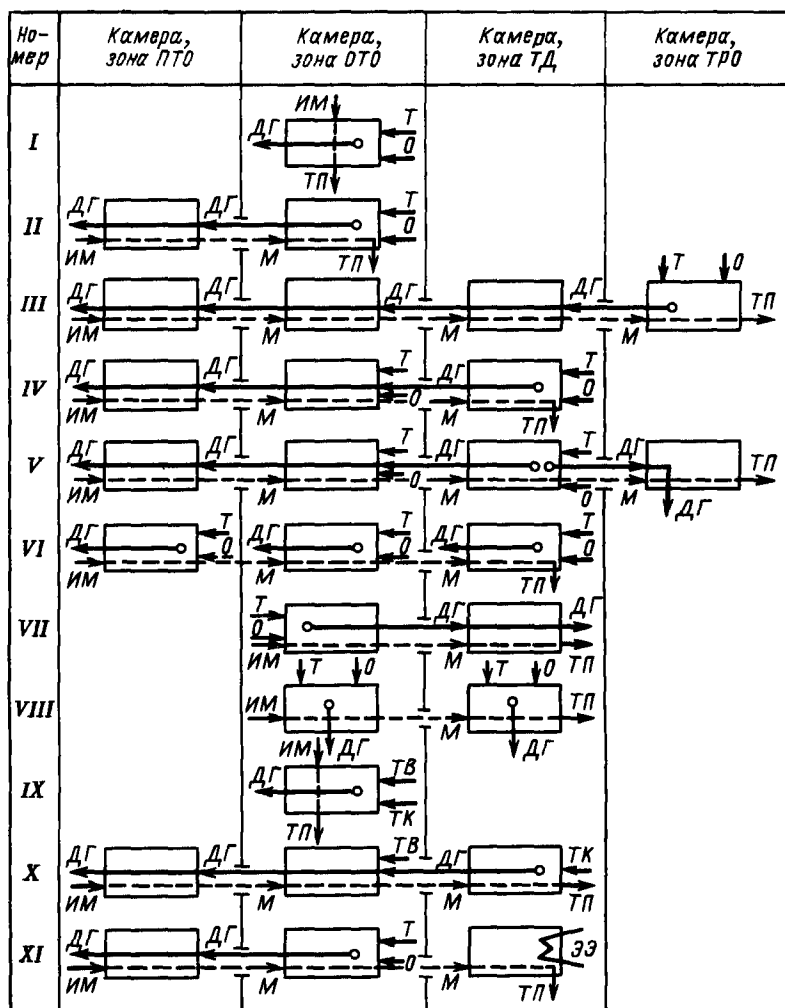


Рис. 2.6. Структурные схемы теплотехнических реакторов, схемы размещения источников энергии и перемещения рабочих тел и теплоносителей (на примере топливных печей):

ТВ, ТК, ЭЭ — соответственно топливно-воздушный, топливно-кислородный и электрический источники энергии; V — VIII — схемы с одним видом источника энергии; IX — XI — схемы с комбинированным источником энергии; Т, О, ДГ — соответственно топливо, его окислитель, дымовые газы; ИМ, М, ТП — соответственно исходный материал, технологическая продукция

установка содержит от одной до нескольких зон или камер реактора. В установках с многозонным реактором и нечетким конструктивным делением на зоны выделения зоны ОТО может быть проведено, исходя, например, из условия, что температура отходящих из этой зоны газов, как и в однокамерном однозонном реакторе, равна максимальной температуре обрабатываемого материала в этой зоне или несколько больше ее.

В высокотемпературных теплотехнологических установках используются следующие

источники энергии (см. разд. 7 кн. 2 настоящей серии):

- 1) топливо с воздушным окислителем (ТВ);
- 2) топливо с обогащенным кислородом воздухом (ТОВ);
- 3) топливо с технологическим кислородом (ТК);
- 4) продукты горения топлива (ПГ) от смежных установок (ДГ — дымовые газы, т. е. продукты практически полного сжигания топлива; ГГ — горючие газы, т. е. продукты

неполного сжигания топлива);

5) электроэнергия, способы реализации которой могут быть различными, в том числе и через низкотемпературную плазму;

6) высокотемпературные теплоносители от атомных реакторов (в перспективе);

7) комбинированные источники энергии, к числу которых относятся совместное использование в печи источников ТВ и ТК; совместное использование ТВ (ТК) и электроэнергии (ЭЭ); совместное использование ТВ и ПГ и другие варианты сочетания источников энергии.

На рис. 2.6 приведены структурные схемы теплотехнологических реакторов (на примере топливных печей) с различными вариантами размещения источников энергии и схемами перемещения рабочих тел и теплоносителей. Применительно к топливным печам, как правило, зоны (камеры) основной технологической обработки в качестве преимущественного источника энергии имеют непосредственно топливо, зоны (камеры) предварительной тепловой обработки — дымовые газы от ОТО; зоны (камеры) дополнительной технологической обработки могут иметь различные источники энергии (ТВ, ЭЭ, ПГ, ТК).

2.1.3. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Обобщенная структурная схема высокотемпературной теплотехнологической установки (ВТУ), показанная на рис. 2.7, используется при построении тепловых схем технологических установок (рис. 2.8).

Элементарная тепловая схема — это тепловая схема теплотехнологической установки с однокамерным однозонным реактором. Тепловые отходы здесь не используются (печи прямого нагрева, кузнечный горн, некоторые конвертеры). Установки с такой тепловой схемой характеризуются наиболее высоким уровнем удельного расхода топлива, т. е. предельно низким энергетическим совершенством.

Тепловые отходы установки с элементарной тепловой схемой складываются из теплоты отходящих газов, потока теплоты через ограждения технологической камеры, теплоты технологической продукции, когда температура его использования (после выдачи из камеры) $T_{\text{м}}^{\text{п.и}}$ меньше температуры продукта на выдаче $T_{\text{м}}^{\text{макс}}$, теплоты сопутствующих технологических продуктов и полуфабрикатов ($T_{\text{м}}^{\text{п.и}} < T_{\text{м}}^{\text{макс}}$).

Различают *регенеративное* и *внешнее* использование тепловых отходов с соответствующими тепловыми схемами.

При давлении рабочего тела или теплоносителя, превышающем атмосферное, его отходы рассматриваются как *энергетические*.

Тепловые схемы, качественно отражающие совершенство общей организации использования теплоты источника энергии, характеризуются большим многообразием (рис. 2.9). На рис. 2.10 приведены тепловые схемы промышленных топливных печей с регенеративным теплоиспользованием. Последнее реализуется наилучшим образом только при малых значениях отношения потока теплоты $Q_{0,ci}$ через ограждения технологических камер (в первую очередь камеры ОТО) к потоку теплоты, поглощаемой обрабатываемым материалом в этих камерах, Q_{mi} (т. е. $Q_{0,ci}/Q_{mi} \rightarrow 0$).

Схемы I — IV, характерные соответственно для вращающихся печей цементного производства, многозонных нагревательных методических печей, шахтных обжиговых печей и двухзонных нагревательных методических печей, обладают большими потенциальными возможностями организации глубокого регенеративного теплоиспользования и снижения удельного расхода топлива на процесс.

Схемы V — VIII, характерные соответственно для газовых мартеновских печей и регенеративных нагревательных колодцев, некоторых шахтных плавильных печей, камерных и нагревательных печей, также располагают значительными возможностями глубокого регенеративного теплоиспользования.

Тепловые схемы ВТУ с внешним тепло-

Э (ПКГ) _{о.г}	К(З) ПТО	К(З) ОТО	К(З) ГД	К(З) ТРО	Э (ПКГ) _м	Э (ПКГ) _{о.с}
---------------------------	-------------	-------------	------------	-------------	-------------------------	---------------------------

Рис. 2.7. Обобщенная структурная схема теплотехнологической установки:

(ПКГ)_{о.г} — элементы для подогрева (включая и термическую обработку топлива) компонентов горения на отходящих газах реактора (аппарата, камер рабочего пространства) теплотехнологической установки; (ПКГ)_м — элементы для подогрева компонентов горения на отходах теплоты технологических продуктов и полуфабрикатов; (ПКГ)_{о.с} — элементы для подогрева компонентов горения потоками теплоты через ограждения; К(З) — камеры (зоны); Э — элементы

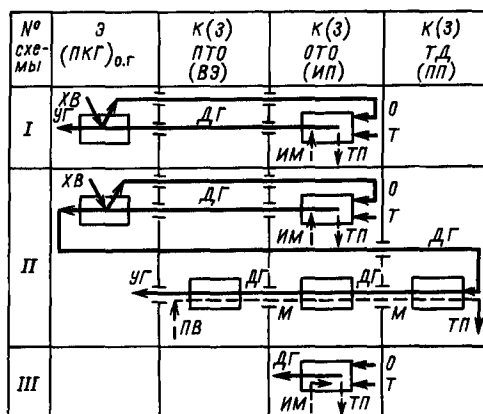


Рис. 2.8. Примеры тепловых схем:

I — тепловая схема мартеновской печи без котла-утилизатора; II — то же с котлом-утилизатором; III — элементарная тепловая схема; ВЗ — водяной экономайзер; ИП — испарительная поверхность; ПП — пароперегреватель, перегретый пар; ХВ — уходящие газы; ДГ — дымовые газы; УГ — холодный воздух (окислитель); О — окислитель топлива (воздух или воздух, обогащенный кислородом, кислород); М — материал (после неполной обработки исходного материала); ТП — технологический продукт (или полупродукт); ПВ — питательная вода; Т — топливо

использованием (рис. 2.11) представляют интерес как один из путей экономии топлива. По отношению к ВТУ (например, печи) этот путь является косвенным, так как внешнее теплоиспользование не изменяет видимого (регистрируемых приборами) расхода топлива в ВТУ, однако оно снижает расход топлива в других самостоятельных автономных установках, производящих ту же продукцию, что и дополнительная продукция ВТУ на внешнем теплоиспользовании. Эти самостоятельные установки называют *замещаемыми*, а экономию топлива — экономией топлива по замещаемой установке.

Схема I на рис. 2.11 соответствует варианту ВТУ с внешним энергетическим теплоиспользованием, например печам с котлами-утилизаторами (КУ). Характерным для подобных схем является следующее: установки внешнего энергетического теплоиспользования (КУ) пристраиваются к дымовому тракту уже сформировавшихся в технологическом и конструктивном отношении установок, практически не изменяя их технологических характеристик; при наличии обводных дымоходов выход из строя КУ практически не отражается на надежности и длительности работы ВТУ; КУ, подключенные к дымовому тракту после элементов регенеративного теплоиспользования, обладают высокой металлоемкостью и произ-

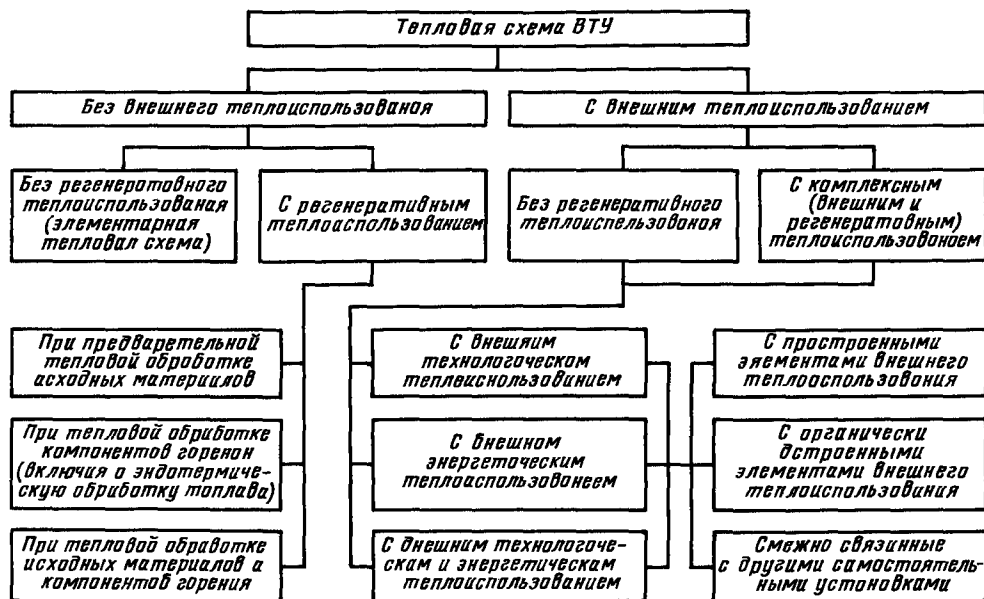


Рис. 2.9. Классификация тепловых схем высокотемпературных теплотехнологических установок с топливным источником энергии

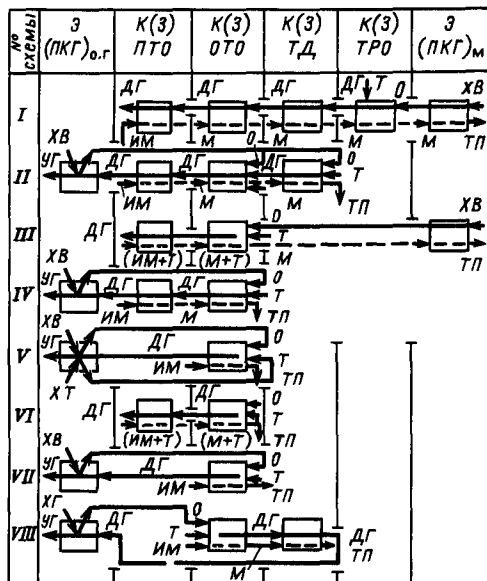


Рис. 2.10. Тепловые схемы высокотемпературных теплотехнологических установок без внешнего теплоиспользования при топливном источнике энергии:

ХТ — холодное топливо; ИМ+Т — исходный материал совместно с топливом; М+Т — материал совместно с топливом (остальные обозначения те же, что и на рис. 2.8)

водством пара относительно низких параметров [28]. Выработку энергетической продукции в ВТУ с рассматриваемыми тепловыми схемами можно считать беспотливой, т. е. производящейся без дополнительного расходования топлива (кроме случаев, когда выработка пара в КУ снижает отборы пара в турбинах ТЭЦ); при жестком графике потребления теплоты (пара, горячей воды) ориентация на КУ вызывает повышенную потребность в резерве их производительности.

Схема II, предусматривающая при внешнем энергетическом теплоиспользовании включение элементов пароводяного тракта КУ в рассечку между высокотемпературной зоной ВТУ и подогревателями компонентов горения, имеет некоторые преимущества перед схемой I (меньше металлоемкость КУ при относительноном росте выработки пара повышенных параметров, возможность улучшения эксплуатационных условий работы подогревателей компонентов горения и более глубокого использования отходов теплоты ВТУ). Однако органичная связь технологических и теплотехнических элементов ВТУ с установкой внешнего энергетического теплоиспользования конструктивно в едином агрегате повышает вероятность вы-

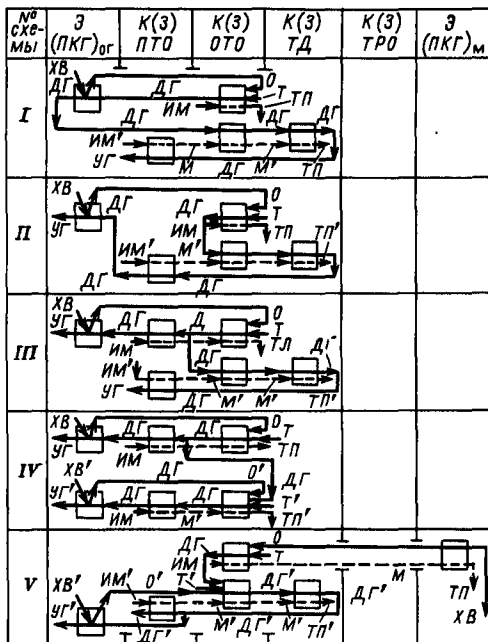


Рис. 2.11. Тепловые схемы ВТУ с внешним теплоиспользованием при топливном источнике энергии (обозначения те же, что и на рис. 2.8)

нужденных остановов ВТУ и перерывов в выдаче как технологической, так и энергетической продукции, практически исключает возможность регулирования производительности пара и ограничивает возможности регулирования его параметров. При жестком и резко переменном графике потребности в теплоте эта схема не исключает необходимости в автономных котельных.

Схема III с параллельным (вместо последовательного) включением установок регенеративного и внешнего теплоиспользования в тракт дымового газа, выходящего из высокотемпературных технологических зон ВТУ, снижает частоту простоев ВТУ, однако по глубине внешнего использования тепловых отходов принципиальные возможности схемы ниже возможностей схемы II, определяемых в ней хвостовым включением подогревателей компонентов горения (ПКГ).

Схема IV в значительной мере отражает тепловую схему доменной печи, отходящие горючие газы которой (доменные газы) используют как для собственных нужд нагрева и сжатия дутья, так и для внешних технологических (отопление других печей) и для внешних энергетических (сжигание в топках промышленных ТЭЦ) целей.

Схема *V* относится к проектным разработкам новых ВТУ. Для схем *IV* и *V* характерны следующие особенности: повышенный температурный уровень дымовых газов перед установками как внешнего, так и регенеративного теплоиспользования; возможность независимой работы как ВТУ, так и установок внешнего теплоиспользования, располагающих собственными топливными источниками энергии; возможность независимого регулирования паропроизводительности и параметров пара энергетической установки; резерв по паропроизводительности, а также длительность эксплуатационного периода таких котлов могут находиться на уровне типовых котлов промышленных ТЭЦ и котельных.

Тепловые схемы на рис. 2.11 отражают варианты не только внешнего энергетического, но и внешнего технологического теплоиспользования, когда в элементах и установках внешнего теплоиспользования вырабатывается не энергетическая, а технологическая (отличная в общем случае от вырабатываемой в ВТУ) продукция.

Достижение наиболее высокой эффективности теплотехнологических установок с внешним теплоиспользованием связано с необходимостью, во-первых, реализации особо низких значений отношения $Q_{0,с}/Q_{м}$ и, во-вторых, как можно более глубокого регенеративного теплоиспользования.

В случае электрического источника энергии и при отсутствии выделения технологических газов на тепловых схемах указываются расположение источника энергии и направление перемещения рабочего тела по зонам или камерам реактора теплотехнологической установки.

2.1.4. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И СХЕМЫ КАМЕР ОСНОВНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

В ВТУ с газовым теплоносителем наиболее широко используются следующие теплотехнические принципы:

плотного фильтруемого слоя (тепловая обработка свободной засыпки дробленых материалов, мелких изделий и других тел);

кипящего слоя (тепловая обработка зернистых или грубо измельченных материалов в условиях газового псевдооживления);

взвешенного слоя (тепловая обработка измельченных материалов в условиях газовой взвеси);

пересыпающегося слоя (тепловая обработка сыпучего материала, перемещаемого различными способами);

уложенных загрузок (тепловая обработка укладки изделий или полуфабрикатов);

излучающего факела или излучающего газового потока;

поверхностного излучателя;

погруженного факела (тепловая обработка материала в ванне расплава, продуваемой газовым теплоносителем);

комбинированный (тепловая обработка материалов в условиях последовательного применения двух или нескольких теплотехнических способов).

В соответствии с этими принципами выделяют 9 типов ВТУ с газовым теплоносителем, имеющим аналогичное название (например, установка с кипящим слоем, установка с погруженным факелом и т. д.).

Применение комбинированных теплотехнических принципов является характерной особенностью многих новых и радикально модернизируемых действующих теплотехнологических установок.

По способу электрического нагрева выделяют следующие типы теплотехнологических установок с электрическим источником энергии (см. разд. 4 кн. 4 настоящей серии):

косвенного нагрева (например, печи сопротивления);

прямого (контактного) нагрева;

индукционного нагрева;

электродугового нагрева;

электронно-лучевого нагрева;

плазменного нагрева.

На рис. 2.12 приведены схемы камер ОТО ВТУ применительно к некоторым теплотехническим принципам организации технологического процесса, а также значения (ориентировочные) важных характеристик теплотехнических принципов и конструктивных схем соответствующих камер ОТО.

Фактор K_v , выражающий отношение свободного, не занятого обрабатываемым материалом объема камеры ОТО к объему, занятому материалом, характеризует степень полезного использования объема технологической камеры, относительное развитие ее поверхности ограждения. Фактор t характеризует порозность в зоне, занятой обрабатываемым материалом. Фактор K_g выражает отношение фактической массы обрабатываемого материала, одновременно находящегося в технологической камере, к теоретической массе этого материала, определяемой исходя из строго одинаковых условий обработки однородных частиц (элементов) материала.

Название теплотехнического принципа	Плотный слой	Кипящий слой	Взвешен- ный слой	Погружен- ный факел	Излучающий факел		
					Закрученный поток газов	Прямоточный, рецирку- ляционный, надегающий поток газов	
№	I	II	III	IV	V	VI	VII
Схема							
$K_v = \frac{V_{св}}{V_{з.м}}$	$\sim 0,25$	$\sim 4,0$	$0-1,0$	$\sim 4,0$	$\left(\frac{D}{\alpha}\right)^2 - 1$	$\frac{H}{\delta} - 1$	$\frac{H}{\delta} - 1$
K_g	$\sim 5 \div 10$	$\sim 10 \div 50$	$\sim 1,0$	$\sim 5 \div 20$	$1,0$	$1,0$	$1,0$
m	$\sim 0,45$	$\sim 0,6$	$1 - \frac{\mu_T}{\rho_M}$	$> 0,0$	$0,0$	$0,0$	$0,0$

Рис. 2.12. Схемы некоторых камер ОТО высокотемпературных теплотехнологических установок: $V_{з.м}$, $V_{св}$ — соответственно объем камеры, занятый материалом и свободный от него; M , P , G — соответственно материал, продукт, газовый теплоноситель; μ_T , ρ_M — соответственно концентрация материала и его плотность; D , d , H , δ — соответственно диаметры камеры и цилиндрической заготовки, высота камеры, толщина плиты

2.2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

2.2.1. ЭНЕРГОЕМКОСТЬ И КАЧЕСТВО ЭНЕРГОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИИ

Промышленный теплотехнологический комплекс является одним из основных потребителей топливно-энергетических ресурсов страны (табл. 2.1). Вместе с тем теплотехнологические установки этих систем характеризуются низким коэффициентом полезного топливоиспользования (часто не превышающим 15—35 %).

Основными причинами низкого качества энергоиспользования в теплотехнологических системах являются:

высокая энергоемкость технологий, что определяется во многих случаях многооперационностью технологий с большим числом прямых и длительных контактов полупродуктов с окружающей средой, потерями теплоты в окружающую среду технологическими продуктами, глубокой предварительной механиче-

ской обработкой сырьевых материалов и значительных товарно неиспользуемых технологических отходов;

несовершенство тепловых схем и применение малоэффективных теплотехнических принципов и источников энергии;

низкий уровень тепловой герметичности ограждения технологических камер;

Таблица 2.1. Ориентировочное относительное топливопотребление в некоторых производствах, основанных на высокотемпературной теплотехнологии

Продукт производства	Потребление топлива (% от расходного на производство электроэнергии)
Электроэнергия	100,0
Чугун	30,0—35,0
Нефтепереработка	9,5
Цемент	8,5
Прокат, стальные трубы, поковки, штамповка	7,5
Мартеновская сталь	5,0
Красный кирпич, шамотные и другие изделия	3,5
Цветные металлы	3,5
Оконное стекло	0,5

отсутствие, как правило, органической увязки технологического, энергетического, эксплуатационного аспектов теплотехнологических систем с задачами охраны окружающей среды.

2.2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ УСТАНОВКАМ

Совокупность общих современных требований может быть сформулирована на базе важнейших технологических, эксплуатационных, экономических, экологических и научно-технических проблем.

Высокая устойчивость новых теплотехнологических установок от быстрого морального старения обеспечивается:

1) возможностью реализации *перспективной производительности* в сочетании с высокой удельной производительностью;

2) возможностью реализации в данной установке или системе большого числа технологических процессов;

3) возможностью оптимизации теплотехнологических принципов работы отдельных зон (камер) установок (систем).

Требования, удовлетворение которых формирует соответствующий *технологический комфорт* в установках и системах, включают:

1) возможность достижения высокого уровня температур процесса и обеспечение широкого диапазона их регулирования;

2) возможность достижения высокой термической, физической и химической однородности готового продукта и наличие средств управления процессами, определяющими эти виды однородности;

3) возможность обеспечения высокой степени удержания в готовом продукте заданных компонентов исходных материалов, полуфабрикатов, шихт.

Основные требования, удовлетворение которых формирует соответствующий *эксплуатационный комфорт* обслуживания теплотехнологических установок и систем, включают:

1) непрерывность технологического процесса, что открывает путь к наиболее совершенным схемам комплексной автоматизации и механизации, к прогрессивным схемам управления и созданию крупнотоннажных поточных линий производства;

2) наличие относительно небольшой массы обрабатываемого материала, одновременно находящегося в рабочей камере теплотехнологической установки, что позволяет обеспечить более высокую чувствительность ее к изменениям определяющих параметров, снизить дли-

тельность пусковых и остановочных периодов и уменьшить расход материалов на «промычку» технологических зон установки, системы;

3) органическое сочетание технологических зон (камер) установки без технических и теплотехнически сложных транспортных переходов между ними, а также органическое сочетание технологических зон и теплотехнологических элементов, что в итоге приводит не только к компактности установок и систем, но и к повышению надежности их работы;

4) высокую герметичность технологических камер и теплотехнических элементов технологической установки.

Основные требования, реализация которых способствует достижению *высоких энергоэкономических показателей* теплотехнологических установок и *малых общих издержек* производства и природы, включают:

1) возможность эффективной переработки исходных материалов, полуфабрикатов шихт при минимальной предварительной их подготовке, что во многих случаях существенно снижает их потери, загрязнение территории, затраты на подготовительные операции;

2) наиболее низкие потери технологического сырья и продуктов в рабочих зонах установок и систем;

3) длительную и непрерывную рабочую кампанию технологических установок и систем;

4) высокую тепловую герметичность ограждения, особенно высокотемпературных технологических камер и зон;

5) возможность организации глубокого регенеративного использования тепловых отходов технологических зон (камер) установок для обеспечения наиболее низкого уровня видимого расхода топлива и возможность организации в необходимых случаях глубокого внешнего теплоиспользования, которым реализуются дополнительные косвенные пути снижения расхода топлива (энергии).

Конкретный алгоритм общей методологии поиска путей достижения высоких энергоэкономических показателей ВТУ, получившей название *метода предельного энергосбережения* [16], иллюстрируется рис. 2.13.

При постановке практических задач глубокой энергетической модернизации действующих теплотехнологических установок эффективные направления ее реализации выявляются из анализа отношения $Q_{0.c}/Q_m$ (табл. 2.2).

Хотя наибольшими здесь являются потери теплоты с отходящими газами (70 %), однако даже полное их регенеративное использование (например, посредством предварительного нагрева материалов и нагрева компонентов горения) может оказаться при $Q_{0.c}/Q_m \gg 0$ совер-

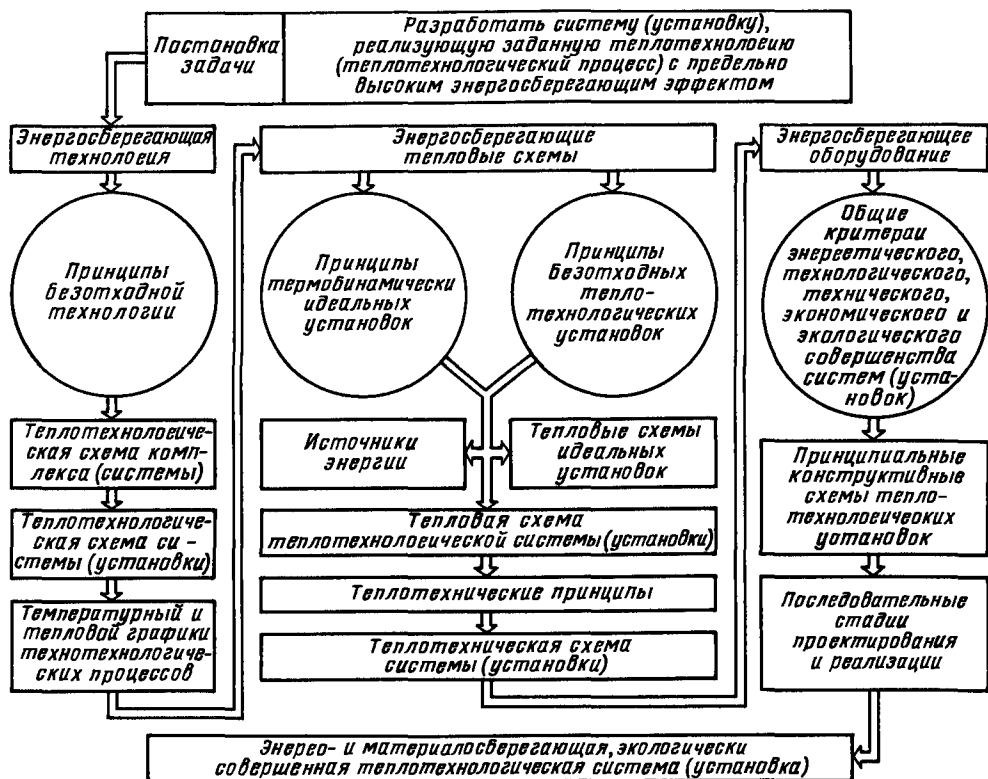


Рис. 2.13. Конкретный алгоритм системного подхода к решению задач предельного энергосбережения в теплотехнологии

Таблица 2.2. Пример расчетного изменения КПД и экономии топлива в нагревательной печи при снижении отношения $Q_{o.c}/Q_m$ и применении регенерации теплоты $Q_{o.r}$

Параметр, %	Вариант					
	1	2	3	4	5	6
Теплопоглощение материала Q_m	30	25	20	15	10	5
Поток теплоты через ограждения $Q_{o.c}$	0	5	10	15	20	25
Поток теплоты с отходящими газами $Q_{o.r}$	70	70	70	70	70	70
Сумма расходов теплоты	100	100	100	100	100	100
Отношение $Q_{o.c}/Q_m$	0	0,2	0,5	1	2,0	5
КПД нагревательной печи	30	25	20	15	10	5
Экономия топлива при полной регенерации теплоты $Q_{o.r}$ (при неизменном значении $Q_{o.c}$)	70	70	70	70	70	70
При этом КПД печи	100	83,3	66,5	50	33,3	16,6
Экономия топлива при снижении $Q_{o.c}/Q_m$ до нуля (регенерация теплоты $Q_{o.r}$ отсутствует)	0,0	16,6	33,3	50	66,6	83,3
При этом КПД печи	30	30	30	30	30	30
Экономия топлива при полной регенерации теплоты $Q_{o.r}$ и при снижении $Q_{o.c}/Q_m$ до нуля	70	75	80	85	90	95
При этом КПД печи	100	100	100	100	100	100

шенно недостаточным средством наиболее высокой экономии топлива и подъема КПД. Снижение $Q_{0.c}/Q_m$ в этом случае может дать результат по экономии топлива, соизмеримый с результатом от весьма глубокой регенерации $Q_{0.r}$ или равный ему. Наивысший результат по экономии топлива и подъему КПД может иметь место только при одновременном глубоком снижении $Q_{0.c}/Q_m$ и наиболее полной регенерации $Q_{0.r}$. Поэтому разработку и освоение методов и технических решений, обеспечивающих радикальное снижение относительного потока теплоты через ограждения технологических камер, следует включить в разряд проблемных задач энергетики теплотехнологии.

2.3. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ СОВЕРШЕНСТВА ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

2.3.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ УСТАНОВОК ПРИ РЕГЕНЕРАТИВНОМ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИИ

Для оценки энергетического совершенства тепловых схем высокотемпературных теплотехнологических установок с регенеративным теплоиспользованием можно воспользоваться при топливно-воздушном источнике энергии критериями

$$\frac{b_A^0}{b_A}, \frac{b_B^0}{b_B}, \frac{b_V^0}{b_V}, \frac{b_\Gamma^0}{b_\Gamma}. \quad (2.1)$$

Эти критерии характеризуют соотношения между теоретическим и фактическим расходом топлива на технологические процессы с температурными и тепловыми графиками соответственно групп А — Г (см. рис. 2.4).

Теоретический расход топлива ($b_A^0, b_B^0, b_V^0, b_\Gamma^0$) — это принципиально достижимый минимальный расход топлива на технологический процесс с соответствующими температурными и тепловыми графиками, расчетно определяемый в условиях термодинамически идеальной теплотехнологической установки.

Применительно к технологическим процессам с температурными и тепловыми графиками подгруппы 1а групп А — Г (см. рис. 2.4) значения b_A^0, b_B^0, b_V^0 и b_Γ^0 определяются из выражений

$$b_A^0 = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_A}{P_{Q_H^p}} = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_A}{Q_H^p};$$

$$\text{при } T_m^{п.и} \leq T_m^{''0}$$

$$b_B^0 = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_B - (h'_m - h''_m)}{Q_H^p};$$

$$\text{при } T_m^{п.и} > T_m^{''0}$$

$$b_B^0 = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_B - (h'_m - h''_m)}{Q_H^p};$$

$$b_V^0 = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_B}{Q_H^p};$$

$$\text{при } T_m^{п.и} \leq T_m^{''0}$$

$$b_\Gamma^0 = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_\Gamma - (h'_m - h''_m)}{Q_H^p};$$

$$\text{при } T_m^{п.и} > T_m^{''0}$$

$$b_\Gamma^0 = \frac{(q_{т.п}^{\max})'_\Gamma - (h'_m - h''_m)}{Q_H^p}.$$

Здесь $(q_{т.п}^{\max})'$ — максимальное удельное теплопоглощение вещества в технологическом процессе при подъеме температуры до $T_m^{\max}$, обеспечиваемое внешним источником энергии в условиях предельно возможного регенеративного использования теплоты технологических газовойделений; h'_m, h''_m — соответственно удельные энтальпии технологического продукта при $T_m^{\max}$ и $T_m^{п.и}$; h''_m — удельная энтальпия технологического продукта после его охлаждения в условиях предельного регенеративного теплоиспользования; Q_H^p — теплота сгорания топлива (см. разд. 2 кн. 3 настоящей серии).

Приведенные выражения для b_A^0, b_B^0, b_V^0 и b_Γ^0 при замкнутом регенеративном использовании отходящих газов справедливы для широкого круга технологических процессов, температурные и тепловые графики которых могут отличаться от подгруппы 1а.

Для сложных технологических процессов и при конкретных разработках целесообразно b_i^0 определять непосредственно на основе материальных и тепловых балансов идеальной теплотехнологической установки (i — индексы А, В, В или Г).

Значения b_i^0 могут рассматриваться как эталон высокой тепловой экономичности теплотехнологических установок, к которому можно в той или иной мере приблизиться при

организации глубокого регенеративного теплоиспользования.

Соотношение b_i^0/b_i численно равно топливному КПД теплотехнологического процесса [15].

Фактический расход топлива в высокотемпературных теплотехнологических установках b_i во много раз превышает теоретические значения b_i^0 , если имеют место высокое значение отношения $Q_{0,ci}/Q_{mi}$, низкий уровень регенеративного теплоиспользования, отступление от теоретического противотока теплоносителя и рабочего тела, сравнительно низкая интенсивность процессов тепло- и массообмена.

При топливно-кислородном источнике энергии критерии (2.1) имеют вид

$$\frac{b_{A\Sigma}^{0k}}{b_{A\Sigma}^k}; \frac{b_{B\Sigma}^{0k}}{b_{B\Sigma}^k}; \frac{b_{B\Sigma}^{0k}}{b_{B\Sigma}^k}; \frac{b_{\Gamma\Sigma}^{0k}}{b_{\Gamma\Sigma}^k}.$$

Здесь $b_{i\Sigma}^{0k}$ и $b_{i\Sigma}^k$ (i — индексы А, Б, В, Г):

$$b_{i\Sigma}^{0k} = b_i^{0k} + \Delta b_i^{0k},$$

$$b_{i\Sigma}^k = b_i^k + \Delta b_i^k,$$

где b_i^{0k} , b_i^k — соответственно расходы топлива в идеальной и в реальной теплотехнологических установках с топливно-кислородным источником энергии; Δb_i^{0k} , Δb_i^k — расходы топлива, связанные с производством израсходованного в идеальной и реальной установках кислорода; значение Δb_i^k (аналогично и Δb_i^{0k}) определяется из выражения

$$\Delta b_i^k = v_k e_s^k b_s^{y, \tau} \frac{Q_{y, \tau}}{Q_n^p},$$

где v_k — удельный (на единицу технологической продукции) расход кислорода; e_s^k — удельный расход электроэнергии на производство кислорода; $b_s^{y, \tau}$ — удельный расход условного топлива на производство электроэнергии.

В общем случае при комбинировании топливно-кислородного и электрического источника энергии используются критерии

$$\frac{b_{A\Sigma}^{0k, \varepsilon}}{b_{A\Sigma}^{k, \varepsilon}}; \frac{b_{B\Sigma}^{0k, \varepsilon}}{b_{B\Sigma}^{k, \varepsilon}}; \frac{b_{B\Sigma}^{0k, \varepsilon}}{b_{B\Sigma}^{k, \varepsilon}}; \frac{b_{\Gamma\Sigma}^{0k, \varepsilon}}{b_{\Gamma\Sigma}^{k, \varepsilon}},$$

где

$$b_{i\Sigma}^{0k, \varepsilon} = b_i^{0k} + \Delta b_i^{0k} + \Delta b_i^{0\varepsilon, \varepsilon};$$

$$b_{i\Sigma}^{k, \varepsilon} = b_i^k + \Delta b_i^k + \Delta b_i^{\varepsilon, \varepsilon}.$$

Значение $\Delta b_i^{\varepsilon, \varepsilon}$ (аналогично и $\Delta b_i^{0\varepsilon, \varepsilon}$) определяется из выражения

$$\Delta b_i^{\varepsilon, \varepsilon} = e_{\varepsilon, \varepsilon} b_s^{y, \tau} \frac{Q_{y, \tau}}{Q_n^p},$$

где $e_{\varepsilon, \varepsilon}$ — удельный (на единицу технологической продукции) расход электроэнергии, используемой в качестве источника теплоты.

2.3.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ УСТАНОВОК ПРИ ВНЕШНЕМ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИИ

Критерии энергетического совершенства тепловых схем высокотемпературных теплотехнологических установок с внешним теплоиспользованием при топливно-воздушном источнике энергии имеют вид

$$\frac{b_A^{0np}}{b_A^{np}}; \frac{b_B^{0np}}{b_B^{np}}; \frac{b_V^{0np}}{b_V^{np}}; \frac{b_{\Gamma}^{0np}}{b_{\Gamma}^{np}}. \quad (2.2)$$

Они характеризуют соотношения между теоретическим и фактическим приведенным расходом топлива на технологические процессы с температурными и тепловыми графиками соответственно групп А — Г (см. рис. 2.4).

Приведенный расход топлива определяется как разница между видимым расходом топлива на технологический процесс В и экономией топлива от внешнего теплоиспользования $\Delta B_{\varepsilon k}$:

$$B^{np} = B - \Delta B_{\varepsilon k}.$$

Величина $\Delta B_{\varepsilon k}$ определяется из выражения

$$\Delta B_{\varepsilon k} = \frac{Q_{\text{вн}}^{\text{т. от}} \eta_{\text{исп}}^{\text{т. от}}}{Q_n^p \eta_{\text{зам}}},$$

где $Q_{\text{вн}}^{\text{т. от}}$ — тепловые отходы, которые могут быть использованы для выработки дополнительно внешней (отличающейся от вырабатываемой установкой) технологической или энергетической продукции; $\eta_{\text{исп}}^{\text{т. от}}$ — коэффициент полезного использования тепловых отходов $Q_{\text{вн}}^{\text{т. от}}$; $\eta_{\text{зам}}$ — топливный КПД выработки внешней энергетической или технологической продукции в замещаемых установках или агрегатах.

При выработке на тепловых отходах одновременно нескольких видов внешней продукции выражение для экономии топлива примет вид

$$\Delta B_{\varepsilon k} = \sum \frac{\Delta Q_{\text{вн} i}^{\text{т. от}} \eta_{\text{исп} i}^{\text{т. от}}}{Q_n^p \eta_{\text{зам} i}}.$$

Удельный приведенный расход топлива, отнесенный к единице основной технологической продукции, характеризует результативные затраты топлива на заданный технологический процесс при организации внешнего теплоиспользования.

Для идеальной теплотехнологической установки с внешним теплоиспользованием, если принять идеальными и заменяемые установки (агрегаты), значения удельного приведенного расхода топлива применительно к технологическим процессам с температурными и тепловыми графиками подгруппы Ia определяется из выражений

$$\begin{aligned} b_A^{0\text{ пр}} &= (q_{\text{т. п}}^{\text{макс}})_A / Q_{\text{п}}^{\text{р}}, \\ b_B^{0\text{ пр}} &= [(q_{\text{т. п}}^{\text{макс}})'_B - (h' - h'')]/Q_{\text{п}}^{\text{р}}, \\ b_B^{0\text{ пр}} &= (q_{\text{т. п}}^{\text{макс}})'_B / Q_{\text{п}}^{\text{р}}, \\ b_{\Gamma}^{0\text{ пр}} &= [(q_{\text{т. п}}^{\text{макс}})'_{\Gamma} - (h' - h'')]/Q_{\text{п}}^{\text{р}}. \end{aligned}$$

Эти выражения справедливы для широкого круга технологических процессов. Но при конкретных разработках значения $b_i^{0\text{ пр}}$ целесообразно определять непосредственно на основе материальных и тепловых балансов идеальной установки.

При использовании топливно-кислородного или комбинированного (с электрическим) источника энергии приведенный расход топлива должен определяться с учетом первичных расходов топлива на производство кислорода и электроэнергии.

Оценка энергетического совершенства высокотемпературных теплотехнологических установок с внешним теплоиспользованием отличается от оценки энергетического совершенства тепловых схем дополнительным учетом затрат энергии на собственные нужды в реальной установке.

В отличие от соотношений $b_i^{0\text{ пр}}/b_i$ при регенеративном теплоиспользовании отношения $b_i^{0\text{ пр}}/b_i^{\text{пр}}$ могут быть не только меньше, но и больше единицы. Последнее может иметь место при $\eta_{\text{исп}}^{\text{от}}/\eta_{\text{зам}} > 1$, что характерно в случае внешнего технологического теплоиспользования в реальных условиях.

Для сравнительной оценки энергетической эффективности тепловых схем технологических установок с внешним технологическим и внешним энергетическим теплоиспользованием применяется критерий

$$\frac{(\eta_{\text{исп}}^{\text{от}}/\eta_{\text{зам}})(\eta_{\text{зам}})_{\text{э}}}{(\eta_{\text{исп}}^{\text{от}}/\eta_{\text{зам}})_{\text{т}}} \geq 1,0. \quad (2.3)$$

Здесь индексы «т» и «э» относятся соответственно к вариантам с внешним технологическим и внешним энергетическим теплоиспользованием.

При соотношении (2.3), большем единицы, вариант с внешним технологическим теплоиспользованием энергетически эффективнее (обеспечивает больший уровень экономии топлива) варианта с внешним энергетическим теплоиспользованием.

Оценка энергетической эффективности тепловых схем теплотехнологических установок с пристроенными элементами установок внешнего теплоиспользования (с теплоутилизационными установками) проводится по соотношению

$$\frac{\bar{B}^{\text{пр}}}{B} = 1 - \left(1 - \frac{\eta_{\text{т. п}}}{\eta_{\Sigma}}\right) \frac{\eta_{\Sigma} \tau_{\text{п. э}}}{\eta_{\text{зам}} \tau_{\text{т}}} \geq 1,$$

где $\bar{B}^{\text{пр}}$, B — среднечасовые приведенный и видимый расходы топлива в теплотехнологической установке; $\tau_{\text{т}}$, $\tau_{\text{п. э}}$ — числа часов работы в году соответственно технологической установки и пристроенных элементов установки внешнего теплоиспользования; $\eta_{\text{т. п}} = Q_{\text{т. п}}^{\text{н}}/(BQ_{\text{н}}^{\text{н}})$ — топливный КПД теплотехнологической установки при выработке основной технологической продукции; $\eta_{\Sigma} = (Q_{\text{т. п}}^{\text{н}} + Q_{\text{д. п}}^{\text{н}})/(BQ_{\text{н}}^{\text{н}})$ — топливный КПД теплотехнологической установки с внешним теплоиспользованием при учете основной и дополнительной продукции; $Q_{\text{т. п}}^{\text{н}}$, $Q_{\text{д. п}}^{\text{н}}$ — теоретически необходимые затраты теплоты на технологический процесс (теплотребление технологического процесса) при выработке соответственно основной и дополнительной технологической продукции.

Для теплотехнологических процессов с температурными и тепловыми графиками групп А и В $Q_{\text{т. п}}^{\text{н}} = (Q_{\text{т. п}}^{\text{макс}})'$ и $Q_{\text{д. п}}^{\text{н}} = (Q_{\text{д. п}}^{\text{макс}})'$.

Для процессов с температурными и тепловыми графиками групп Б и Г

$$Q_{\text{т. п}}^{\text{н}} = (q_{\text{т. п}}^{\text{макс}})' - (h' - h'')P,$$

где P — производительность установки.

В качестве сравнительного критерия оценки энергетической эффективности тепловых схем технологических установок с органически встроенными элементами установок внешнего теплоиспользования, а также агрегатов комбинированного назначения служит соотношение (при $\tau_{\text{в. э}} \neq \tau_{\text{п. п}} \neq \tau_{\text{зам}}$; топливно-воздушный источник энергии)

$$\frac{(B_{в.э})_г}{(B_{\Sigma}^p)_г} = \frac{\left(1 + \frac{Q_{д.п}^H}{Q_{т.п}^H}\right) \frac{\eta_{зам} \tau_{в.э}}{\eta_{\Sigma} \tau_{т.п}^p} + \left(1 - \frac{\tau_{в.э}}{\tau_{т.п}^p}\right) + \frac{Q_{д.п}^H}{Q_{т.п}^H} \left(\frac{\tau_{зам}}{\tau_{т.п}^p} - \frac{\tau_{в.э}}{\tau_{т.п}^p}\right)}{\frac{\eta_{зам}}{\tau_{т.п}^p} + \frac{Q_{д.п}^H}{Q_{т.п}^H} \frac{\tau_{зам}}{\tau_{т.п}^p}},$$

где $\tau_{в.э}$, $\tau_{т.п}^p$ — числа часов работы в году соответственно технологической установки со встроенными элементами и технологической установки с регенеративным теплоиспользованием в случае раздельной выработки основной и дополнительной продукции; $(B_{в.э})_г$, $(B_{\Sigma}^p)_г$ — соответственно годовой видимый расход топлива в установке со встроенными элементами (а также в агрегате комбинированного назначения) и годовой суммарный расход топлива в раздельном варианте выработки основной и дополнительной продукции; η_{Σ} — топливный КПД технологической установки со встроенными элементами внешнего теплоиспользования при учете основной и дополнительной продукции; $\eta_{т.п}^p$ — топливный КПД технологической установки выработки основной технологической продукции в раздельном варианте.

При $(B_{в.э})_г / (B_{\Sigma}^p)_г < 1,0$ тепловая схема установки со встроенными элементами внешнего замыкающего теплоиспользования (а также агрегата комбинированного назначения) энергетически (по топливу) более совершенна, чем тепловая схема варианта раздельной выработки основной и дополнительной продукции.

При $\tau_{в.э} = \tau_{т.п}^p = \tau_{зам}$ критерием оценки энергетической эффективности тепловых схем установок со встроенными элементами внешнего теплоиспользования (в сопоставлении с вариантом раздельной выработки) является соотношение

$$\frac{\eta_{т.п}^p}{\eta_{\Sigma}} \cong \left[1 + \left(\frac{\eta_{\Sigma}}{\eta_{т.п}^p} - 1 \right) \left(1 - \frac{\eta_{\Sigma}}{\eta_{зам}} \right) \right]^{-1},$$

где $\eta_{т.п}^p$ — топливный КПД установки со встроенными элементами внешнего теплоиспользования при учете выработки только одной основной продукции.

При значении $\eta_{т.п}^p / \eta_{\Sigma}$, меньшем правой части приведенного соотношения, тепловая схема установок со встроенными элементами внешнего теплоиспользования энергетически эффективнее варианта раздельной выработки основной и дополнительной продукции.

Для сравнительной оценки энергетической эффективности тепловых схем технологи-

ческих установок смежно связанного и раздельного вариантов выработки основной и смежной продукции используется соотношение

$$\frac{B_{\Sigma}^{см}}{B_{\Sigma}^p} = \frac{\eta_{т.п}^p / \eta_{т.п}^{см} + \frac{Q_{с.п}^H \eta_{т.п}^p}{Q_{т.п}^H \eta_{с.п}^{см}} - (1 - \eta_{с.п}^{см}) \eta_{тр.от} \frac{\eta_{т.п}^p}{\eta_{т.п}^{см}}}{1 + Q_{с.п}^H \eta_{т.п}^p / (Q_{т.п}^H \eta_{с.п}^{см})}.$$

Это уравнение справедливо при следующем ограничении:

$$\frac{Q_{с.п}^H}{Q_{т.п}^H} \leq \left(\frac{1}{\eta_{т.п}^{см}} - 1 \right) \eta_{тр.от} \eta_{с.п}^{см}.$$

Здесь обозначено: $B_{\Sigma}^{см}$ — суммарный расход топлива в варианте смежно связанных установок; $\eta_{т.п}^{см}$, $\eta_{с.п}^{см}$ — топливные КПД выработки соответственно основной технологической и смежной продукции в варианте смежно связанных установок; $\eta_{с.п}^p$ — топливный КПД выработки смежной продукции в установке раздельного варианта.

При использовании топливно-кислородного источника энергии полученные соотношения $(B_{в.э})_г / (B_{\Sigma}^p)_г$ и $B_{\Sigma}^{см} / B_{\Sigma}^p$ должны быть скорректированы на основе учета первичного расхода топлива на производство кислорода.

2.3.3. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ

Энергоэкономический критерий вариантной оценки эффективности тепловых схем технологических установок с регенеративным теплоиспользованием в наиболее общем виде приведен в [16]. Когда $m_i = m_0$, $S_i^{*y} = S_0^{*y}$, $E_i^* = E_0^*$, этот критерий имеет вид

$$\frac{b_i}{b_0} < 1 + \frac{E_0^* n_{0 ам}}{\alpha_{0 ам} \bar{P}_T} \left(1 - \frac{K_i^y}{K_0^y} \right) +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{n_{0 \text{ э. с.}}}{P_{\tau} U_{\text{э}}} \left(1 - \frac{e_{i \text{ э. с.}}}{e_{0 \text{ э. с.}}} \right) + \\
& + \frac{n_{0 \text{ э. и.}} C_{\text{э}}^3}{P_{\tau} U_{\text{э}}} \left(1 - \frac{e_{i \text{ э. и.}}}{e_{0 \text{ э. и.}}} \right) + \\
& + \frac{n_{0 \text{ к.}} C_{\text{п}}^{\text{к}}}{P_{\tau} U_{\text{к}}} \left(1 - \frac{v_{i \text{ к.}}}{v_{0 \text{ к.}}} \right), \quad (2.4)
\end{aligned}$$

где b_0 , b_i — удельные расходы натурального топлива соответственно заменяемого и заменяющего вариантов; m_0 , m_i — удельные расходы сырья на единицу технологической продукции; S^{**y} , S_i^{**y} — удельные эксплуатационные затраты, определяемые за вычетом затрат на топливо, электроэнергию, сырье, кислород, амортизацию и текущий ремонт; K_0^y , K_i^y — удельные капитальные затраты соответственно заменяемого и заменяющего вариан-

цена; $n_{0 \text{ э. и.}} = \frac{e_{0 \text{ э. и.}} U_{\text{э}}}{b_0 U_{\tau}}$ — отношение электро- энергетической составляющей себестоимости технологической продукции к топливной; $e_{0 \text{ э. и.}}$, $e_{i \text{ э. и.}}$ — удельные расходы электроэнергии, используемой в качестве источника теплоты; $n_{0 \text{ к.}} = \frac{v_{0 \text{ к.}} U_{\text{к}}}{b_0 U_{\tau}}$ — отношение кислородной составляющей себестоимости технологической продукции к топливной; $v_{0 \text{ к.}}$, $v_{i \text{ к.}}$ — удельные (на единицу технологической продукции) расходы кислорода; $C_{\text{п}}^{\text{к}}$ — удельные приведенные (расчетные) затраты на производство и транспорт кислорода; $U_{\text{к}}$ — цена потребления кислорода. При удовлетворении неравенства (2.4) заменяющий вариант является предпочтительным.

Экономические границы эффективных тепловых схем технологических установок с пристроенными элементами внешнего теплоиспользования определяют из соотношения

$$\frac{K_{i \text{ д.}}^{y, \text{ и.}}}{K_{0 \text{ д.}}^y} < \frac{1 + \frac{n_{0 \text{ ам.}} E}{P_{\tau} \alpha_{0 \text{ ам.}}} + \frac{n_{0 \text{ с.}}^*}{P_{\tau}} \left(1 - \frac{S_{i \text{ д.}}^{y \text{ и.}} \tau_{\tau}}{S_{0 \text{ д.}}^{y \text{ и.}} \tau_{\text{п. э.}}} \right) - \frac{\Delta b_i^{y, \tau}}{b_{0 \text{ д.}}^{y, \tau}}}{\frac{n_{0 \text{ ам.}} E \tau_{\tau}}{P_{\tau} \alpha_{0 \text{ ам.}} \tau_{\text{п. э.}}}}, \quad (2.5)$$

тов; $E_0^* = E_0 + \alpha_{0 \text{ ам.}} + \alpha_{0 \text{ т. р.}}$ и $E_i^* = E_i + \alpha_{i \text{ ам.}} + \alpha_{i \text{ т. р.}}$ — суммарные коэффициенты соответственно при K_0^y и K_i^y ; E — нормативный коэффициент эффективности; $\alpha_{0 \text{ ам.}}$, $\alpha_{i \text{ ам.}}$ — амортизационные отчисления в долях капитальных затрат K_0^y и K_i^y ; $\alpha_{0 \text{ т. р.}}$, $\alpha_{i \text{ т. р.}}$ — расходы на текущий ремонт в долях K_0^y и K_i^y ; $n_{0 \text{ ам.}} = \frac{K_0^y \alpha_{0 \text{ ам.}}}{b_0 U_{\tau}}$ — отношение амортизационной составляющей себестоимости технологической продукции к топливной составляющей; U_{τ} — цена натурального топлива; $P_{\tau} = C_{\text{э}}^{y, \tau} Q_{\text{н.}}^{\text{р}} / U_{\tau} Q_{y, \tau} = C_{\text{э}}^{y, \tau} / U_{\tau}^{\text{т.}} — соотношение между замыкающими затратами на топливо и его ценой; $Q_{\text{н.}}^{\text{р}}$, $Q_{y, \tau}$ — теплоты сгорания натурального и условного топлива; $n_{0 \text{ э. с.}} = \frac{e_{0 \text{ э. с.}} U_{\text{э}}}{b_0 U_{\tau}}$$

— отношение электроэнергетической составляющей себестоимости технологической продукции к топливной составляющей себестоимости; $e_{0 \text{ э. с.}}$, $e_{i \text{ э. с.}}$ — удельные расходы электроэнергии, используемой для привода вентиляторов, дымососов и др.; $C_{\text{э}}^3$, $U_{\text{э}}$ — замыкающие затраты на потребляемую электроэнергию и ее

где $K_{i \text{ д.}}^{y, \text{ и.}}$ — удельные капитальные затраты в заменяющем варианте (теплотехнологическая установка с пристроенными элементами внешнего теплоиспользования) на выработку дополнительной продукции при номинальной годовой производительности пристроенных элементов; $K_{0 \text{ д.}}^y$ — удельные капитальные затраты в заменяемом варианте (теплотехнологическая установка без внешнего теплоиспользования при выработке дополнительной продукции в отдельной установке) на производство дополнительной продукции; $n_{0 \text{ с.}}^* = S_{0 \text{ д.}}^{y, \tau} / (b_{0 \text{ д.}}^{y, \tau} U_{\tau}^{\text{т.}}) — отношение бестопливной составляющей себестоимости дополнительной продукции к ее топливной составляющей для заменяемого варианта; $U_{\tau}^{\text{т.}} = U_{\tau} Q_{y, \tau} / Q_{\text{н.}}^{\text{р}}$ — цена единицы условного топлива; $n_{0 \text{ ам.}} = K_{0 \text{ д.}}^y \alpha_{0 \text{ ам.}} / b_{0 \text{ д.}}^{y, \tau} U_{\tau}^{\text{т.}} — отношение амортизационной составляющей себестоимости дополнительной продукции к ее топливной составляющей для заменяемого варианта; $S_{i \text{ д.}}^{y \text{ и.}}$ — себестоимость дополнительной продукции в заменяющем варианте при номинальной годовой производительности пристроенных элементов установки внешнего теплоиспользова-$$

ния; $S_{0д}^{*y}$ — бесплодная (без учета затрат на топливо) составляющая себестоимости дополнительной продукции в заменяемом варианте; τ_t — число часов работы технологической установки, имеющей пристроенные элементы внешнего теплоиспользования; $\tau_{п.э}^{**}$ — число часов работы в году пристроенных элементов внешнего теплоиспользования в расчете на номинальную производительность; $\Delta b_{i,T}^{*y}$ — возможный дополнительный расход топлива, связанный с выработкой дополнительной продукции в пристроенных элементах установок внешнего теплоиспользования (например, перерасход топлива на ТЭЦ при замещении отборного пара турбин паром от установок внешнего теплоиспользования).

При значениях $K_{iд}^{*y}/K_{0д}^{*y}$, удовлетворяющих (2.5), теплотехнологические установки с пристроенными элементами внешнего теплоиспользования являются экономически целесообразными.

Энергоэкономические критерии оценки эффективности тепловых схем технологических установок с органически встроенными элементами внешнего теплоиспользования (и агрегатов комбинированного назначения), а также установок, смежно связанных с другими автономными установками, приведены в [15].

2.4. ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИИ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

2.4.1. ПРЕДПОСЫЛКИ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-КИСЛОРОДНОГО И ТОПЛИВНО-ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

К числу прогрессивных в настоящее время источников энергии теплотехнологии относят топливно-кислородный, а также комбинированный топливно-электрический и электрический (в разных формах реализации).

Топливо-кислородный источник энергии обладает широкими возможностями резкого снижения удельного (на единицу технологической продукции) выхода продуктов сгорания топлива, одновременно открывая практические возможности и для снижения расхода топлива в теплотехнологии, снижения выноса технологических материалов и загрязненности окружающей среды, снижения общих строительных габаритов и во многих случаях — упрощения конструктивных схем теплотехно-

логических установок, существенного повышения их удельной производительности и единичной мощности, существенного снижения затрат на извлечение полезных компонентов из газовой фазы. Одной из предпосылок реализации этих возможностей является обеспечение наиболее высокого темпа снижения удельного расхода топлива при переходе от топливно-воздушного к топливно-кислородному источнику энергии, достигаемого:

1) в условиях высокого температурного уровня технологического процесса и относительно низкого уровня регенеративного теплоиспользования при топливно-воздушном источнике энергии;

2) при реализации теплотехнологических систем большой единичной мощности;

3) при наличии в условиях топливно-воздушного источника энергии высоких значений $Q_{0.c}/Q_m$ с одновременным обеспечением резкого снижения этой величины при переходе к топливно-кислородному источнику энергии;

4) при организации глубокого регенеративного теплоиспользования.

Топливо-электрический источник энергии обладает широкими техническими и экономическими возможностями для повышения качества технологической продукции в топливно-энергоёмких производствах, если исходить из положения, что начальные наиболее теплоёмкие стадии технологического процесса реализуются на топливно-воздушном или топливно-кислородном источнике энергии, а заключительные («чистовые», рафинировочные) и обычно наименее теплоёмкие технологические стадии могут проводиться на высококачественном источнике энергии — электрическом.

Важнейшим условием эффективного использования комбинированного топливно-электрического источника энергии в высокотемпературных теплотехнологических установках кроме повышения качества технологической продукции является, как и при использовании топливно-кислородного источника энергии, существенное снижение удельного расхода органического топлива.

2.4.2. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВНО-КИСЛОРОДНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ

Экономический критерий (обобщенная разность приведенных затрат Π_*) оценки эффективности перехода в теплотехнологической установке с регенеративным теплоиспользованием от топливно-воздушного источника энергии или от топливного с окислителем — воз-

духом, обогащенным кислородом (заменяемый вариант), к топливно-кислородному (заменяющий вариант) в общем виде изложен в [15].

При $P_3 > 0$ предпочтительным является топливно-кислородный источник энергии.

При топливно-воздушном источнике энергии в заменяемом варианте и для случая, когда можно принять $m_i \approx m_0$, $e_{i\Delta, \kappa} \approx e_{0\Delta, \kappa}$, $E_i^* \approx E_0^*$, $\tau_i \approx \tau_0$ (одинаковая длительность рабочей кампании) и $S_i^{**y} \approx S_0^{**y}$, энергoэкономический критерий имеет вид

$$\frac{b_i^{y, \tau}}{b_0^{y, \tau}} < \frac{1 - \frac{n_{0 \text{ ам}} E_0^*}{P_{\tau} \alpha_{0 \text{ ам}}} \left(1 - \frac{K_i^{y \Gamma}}{K_0^y} \right)}{1 - \frac{C_n^k Q_{y, \tau} v_{\tau, \kappa}^{0'}}{C_3^{y, \tau} Q_n^p}}, \quad (2.6)$$

где $v_{\tau, \kappa}^{0'}$ — удельный (на единицу топлива) расход кислорода в заменяющем варианте с учетом коэффициента расхода α .

Переход от топливно-воздушного к топливно-кислородному источнику энергии в новых установках без внешнего теплоиспользования может привести к условию $K_i^{y, \Gamma} < K_0^y$. Тогда при $\tau_i \approx \tau_0$ соотношение (2.6) примет простой вид:

$$\frac{b_i^{y, \tau}}{b_0^{y, \tau}} < \frac{1}{1 + \frac{C_n^k Q_{y, \tau} v_{\tau, \kappa}^{0'}}{C_3^{y, \tau} Q_n^p}}. \quad (2.7)$$

Этот энергoэкономический критерий может быть использован для начальной оценки условий эффективного использования кислорода в установках без внешнего теплоиспользования. Так, например, при $C_n^k = 0,6 \div 1,4$ коп/м³ и $C_3^{\tau} = 2$ коп/кг при использовании природного газа экономичный переход от воздуха (окислителя) к кислороду в теплотехнологической установке без внешнего теплоиспользования требует, чтобы соотношение удельных расходов топлива в этих вариантах примерно удовлетворяло условию $b_i/b_0 < 0,45 \div 0,65$.

2.4.3. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ТОПЛИВНО-ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Экономический критерий оценки эффективности перехода от топливно-воздушного

и топливно-кислородного источника энергии к электрическому в теплотехнологической установке без внешнего теплоиспользования при $m_i \approx m_0$, $e_{i\Delta, \kappa} \approx e_{0\Delta, \kappa}$, $S_i^{**y} \approx S_0^{**y}$, $\tau_i \approx \tau_0$, $e_{0\Delta, \kappa} = 0$, $v_{i\kappa} = 0$, $b_i = 0$ имеет вид

$$P_3 = 1 + \frac{v_{\tau, \kappa} C_n^k Q_{y, \tau}}{C_3^{y, \tau} Q_n^p} - \frac{e_{i\Delta, \kappa} C_3^{\tau} Q_{y, \tau}}{b_0 C_3^{y, \tau} Q_n^p} + \frac{n_{0 \text{ ам}} E_0^*}{P_{\tau} \alpha_{0 \text{ ам}}} \left(1 - \frac{K_i^y E_i^*}{K_0^y E_0^*} \right); \quad (2.8)$$

здесь $e_{i\Delta, \kappa}$ — удельный (на единицу технологической продукции) расход электроэнергии в заменяющем варианте, кДж/кг.

При топливно-воздушном источнике энергии заменяемого (исходного) варианта принимается $v_{\tau, \kappa} = 0$.

При $P_3 > 0$ предпочтительным является вариант с электрическим источником энергии. В этом случае соотношение капитальных затрат в вариантах должно удовлетворять условию

$$\frac{K_i^y E_i^*}{K_0^y E_0^*} < 1 + \frac{v_{\tau, \kappa} C_n^k Q_{y, \tau}}{C_3^{y, \tau} Q_n^p} - \frac{e_{i\Delta, \kappa} C_3^{\tau} Q_{y, \tau}}{b_0 C_3^{y, \tau} Q_n^p} + \frac{n_{0 \text{ ам}} E_0^*}{P_{\tau} \alpha_{0 \text{ ам}}}. \quad (2.9)$$

Соотношение $e_{i\Delta, \kappa}/b_0$ можно представить в следующем виде:

$$\frac{e_{i\Delta, \kappa}}{b_0} = \frac{\left(1 + \frac{Q_{0, \text{ ci}}}{Q_m} \right) \eta_0^{\tau} Q_n^p}{\left(1 + \frac{Q_{0, \text{ c 0}}}{Q_m} \right) \eta_i^3} = P_{0, \text{ c}} Q_n^p, \quad (2.10)$$

где $Q_{0, \text{ c 0}}$, $Q_{0, \text{ ci}}$ — потоки теплоты через ограждения технологических камер (ОТО, ТД) установок соответственно с топливным и электрическим источником энергии; η_i^3 — КПД электрооборудования вне технологической камеры;

$$\eta_0^{\tau} = 1 + \frac{q_{\Phi}}{Q_n^p} - \frac{v_{\text{ct 0, r}}}{Q_n^p}.$$

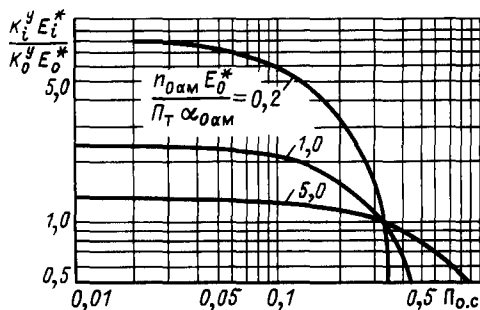


Рис. 2.14. Зависимость $K_i^y E_i^* / K_0^y E_0^* \alpha_{0\text{ам}}$ от $P_{0,c}$ при различных значениях $n_{0\text{ам}} E_0^* / P_{\tau} \alpha_{0\text{ам}}$

На рис. 2.14 приведена зависимость (2.9) при $C_1^* = 0,65$ коп/м³, $C_3^* = 1,2$ коп/(кВт·ч) $\approx 3,3 \cdot 10^{-4}$ коп/кДж, $C_3^{y,\tau} = 2,2$ коп/кг (топливо — природный газ) в условиях равной экономичности заменяемого и заменяющего вариантов. Электрический источник энергии теплотехнологических установок может конкурировать с топливно-кислородным при $P_{0,c} \ll 1$, если принять более высокими капиталовложения в установки с электрическим источником энергии (рис. 2.14). Качественно этот вывод справедлив и для топливно-воздушного источника энергии.

Экономический критерий оценки эффективности перехода от топливно-воздушного или топливно-кислородного источника энергии к комбинированному топливно-электрическому в теплотехнологической установке без внешнего теплоспользования при $m_i \approx m_0$, $e_{i3} \approx e_0$ з. с, $S_i^{*y} \approx S_0^{*y}$; $\tau_i = \tau_0$, l_0 з. н. = 0 имеет вид

$$P_3 = 1 + \frac{v_{\tau, \kappa} C_n^k Q_{y,\tau}^*}{C_3^{y,\tau} Q_H^p} \frac{b_i}{b_0} \times \\ \times \left(1 + \frac{v_{\tau, \kappa} C_n^k Q_{y,\tau}^*}{C_3^{y,\tau} Q_H^p} + \frac{e_{i3} \cdot n C_3^* Q_{y,\tau}^*}{b_i C_3^{y,\tau} Q_H^p} \right) + \\ + \frac{n_{0\text{ам}} E_0^*}{P_{\tau} \alpha_{0\text{ам}}} \left(1 - \frac{K_i^y E_i^*}{K_0^y E_0^*} \right).$$

При $P_3 > 0$ предпочтительным является комбинированный топливно-электрический источник энергии. В частном случае при $K_i^y \approx K_0^y$, $v_{\tau, \kappa} = v_{\tau, \kappa} = 0$, приняв $P_3 > 0$, получаем энергоэкономический критерий оценки эффективности перехода от топливно-воздушного к комбинированному топливно-электрическому источнику энергии:

$$\frac{b_i}{b_0} < \frac{1}{1 + \frac{e_{i3} \cdot n C_3^* Q_{y,\tau}^*}{b_i C_3^{y,\tau} Q_H^p}}.$$

2.5. КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ И КОНСТРУКТИВНЫХ СХЕМ

2.5.1. ОБЩИЕ И ЧАСТНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ СОВЕРШЕНСТВА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ И КОНСТРУКТИВНЫХ СХЕМ

К числу *общих критериев*, используемых для сравнительной оценки совершенства теплотехнических принципов и конструктивных схем конкурирующих вариантов, относятся:

1) возможность реализации высокой (прогнозной) производительности технологической камеры (камер);

2) малое значение отношения потока теплоты через ограждения к потоку теплоты, поглощаемому обрабатываемым материалом в технологических, особенно в высокотемпературных, камерах или зонах ($Q_{0,c}^{3n} / Q_M^{3n} \rightarrow 0$);

3) высокое значение удельной (на единицу объема) производительности технологической камеры P_v , равное оптимальному его значению для данной камеры ($P_v = P_v^{\text{опт}}$) или соизмеримое с ним; высокое значение удельной (на единицу поверхности) производительности P_F ;

4) стабильное или возрастающее значение P_v с ростом производительности P ;

5) резкое повышение P_v при переходе от топливно-воздушного к топливно-кислородному источнику энергии;

6) повышение P_v с ростом глубины регенеративного теплоиспользования;

7) широкий диапазон возможного регулирования температуры и концентрационной однородности технологической продукции;

8) эффективная переработка исходных материалов без трудоемкой предварительной их подготовки;

9) минимальные отходы технологических сырья и продуктов в камере (камерах) рабочего пространства;

10) относительно малый объем одновременно находящегося в реакторе обрабатываемого материала.

Частные критерии выявляются из общих выражений, полученных для P_v , P_F и $Q_{0,c}^{3n} / Q_M^{3n}$ [16]:

$$P_v = \frac{\rho_m (1-m)}{\tau_{т.о} K_g (1+K_v)};$$

$$P_F = \frac{P_v (V_{з.м} + V_{св})}{F_{\Pi}};$$

$$\frac{Q_{о.с}^{3и}}{Q_m^{3и}} = \frac{6 \bar{q}_{о.с}^{3и} K_F^{3и}}{q_m^{3и} \sqrt[3]{\frac{6}{\pi} P P_v^2}},$$

где P_v — удельная производительность камер, зоны или их совокупности, кг/(м³·с); P_F — удельная производительность камеры, зоны или их совокупности, отнесенная к единице характерной поверхности F_{Π} (площади пода; площади, занятой обрабатываемым материалом; площади, занятой установкой или камерой в цехе, и т. д.), кг/(м²·с); $\tau_{т.о}$ — время технологической или тепловой обработки материала в камере (камерах), зоне (зонах), с; $\bar{q}_{о.с}^{3и}$ — среднее значение регенеративно не-

используемых потоков теплоты через единицу площади ограждения зоны (зон) или камеры (камер), кВт/м²; $q_m^{3и}$ — теплопоглощение единицы массы обрабатываемого материала в зоне (зонах), камере (камерах), кДж/кг; P — производительность камеры (камер), зоны (зон), кг/с; $K_F^{3и} = F_{3и}/F_{ш}$ — коэффициент формы зоны (зон), камеры (камер); здесь $F_{3и}$, $F_{ш}$ — площади поверхностей ограждения зоны (зон), камеры (камер) и шара, равновеликого по объему данной зоне (зонам), камере (камерам), м²; обозначения m , K_g , K_v приведены ранее (см. рис. 2.12).

Значения P_v и $Q_{о.с}^{3и}/Q_m^{3и}$ относятся к категории универсальных критериев оценки совершенства теплотехнического оформления технологических камер, так как они комплексно отражают:

1) интенсивность обработки материала ($\tau_{т.о}$);

2) специфические особенности теплотехнических принципов через значение $(1-m)/K_g$, характеризующее предельно минимальную долю объема, занятого обрабаты-
ваемым

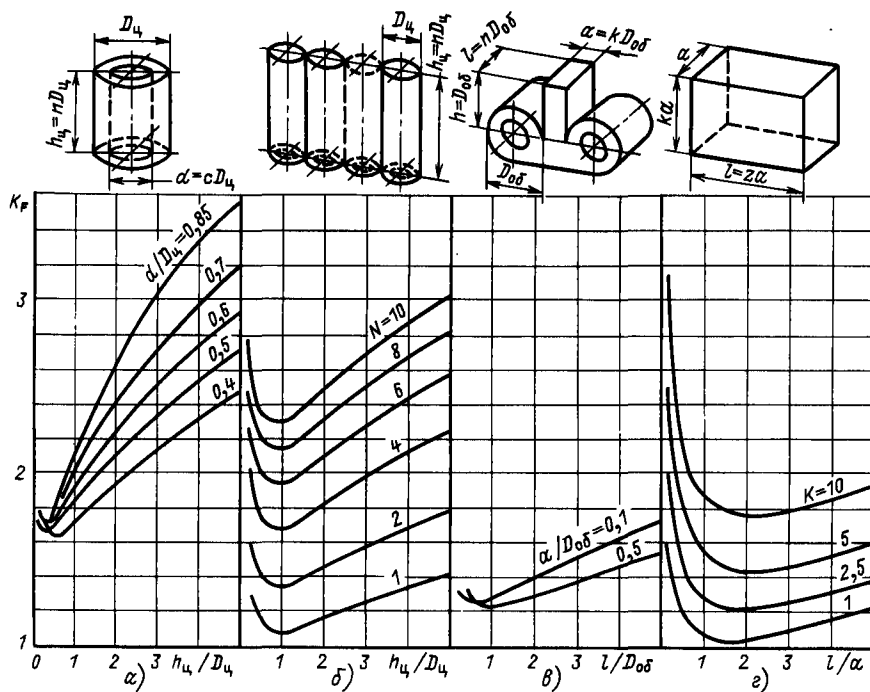


Рис. 2.15. Значения коэффициента формы K_F для различных вариантов плавильных камер: а — коаксиальные цилиндры (аналог кольцевых циклонов с верхним выводом дымовых газов); б — цилиндр (аналог циклонной плавильной камеры с совместным выводом расплава и дымовых газов; аналог, батареи из N циклонов); в — прямоточно-вихревая плавильная камера; г — параллелепипед (аналог прямоточного канала взвешенной плавки, ванны плавильной камеры)

мым материалом ($V_{3.м}$), непосредственно и полезно используемую в процессе;

3) конструктивные особенности технологической камеры через значение $(1 + K_v)$;

4) возможный относительный уровень потока теплоты через ограждения камеры.

К числу частных критериев оценки высокого уровня совершенства теплотехнических принципов и конструктивных схем можно отнести:

1) низкое значение длительности тепловой (технологической) обработки материала $\tau_{т.о}$;

2) малое значение порозности слоя обрабатываемого материала ($m \rightarrow 0$);

3) $K_g \rightarrow 1.0$;

4) $K_v = V_{св}/V_{3.м} \rightarrow 0$;

5) относительно высокое $(V_{3.м} + V_{св})/F_{п}$;

6) $K_F^{3H} \rightarrow 1$.

Минимальное значение K_F определяется на основе геометрической оптимизации [16]. Для камеры рабочего пространства

$$K_F = \frac{F^{p.к}}{F_{ш}} = \frac{F^{p.к}}{3 \sqrt{36\pi (V^{p.к})^2}}$$

Численные значения и характер изменения K_F для некоторых геометрических форм плавильных камер приведены на рис. 2.15.

На основе соотношений P_v и P_F может быть проведена сравнительная оценка эффективности использования отдельных теплотехнических принципов при организации данного технологического процесса. Приняв в качестве масштаба сравнения показатели P_v^* и P_F^* , соответствующие одному из вариантов теплотехнических принципов, получим

$$\frac{P_{vi}}{P_v^*} = \frac{K_g^* \tau_{т.о}^* (1 + K_v^* (1 - m_i))}{K_{gi} \tau_{т.о,i} (1 + K_{vi} (1 - m^*))};$$

$$\frac{P_{Fi}}{P_F^*} = \frac{P_{vi}(V_{3.м} + V_{св})_i F_{п}^*}{P_v^*(V_{3.м} + V_{св}) F_{пi}^*} =$$

$$= \frac{P F_{пi}^*}{P F_{пi}} = \frac{F_{пi}^*}{F_{пi}}.$$

Эти соотношения предусматривают тождественность температурных характеристик рабочего тела. Входящие сюда величины рассчитываются или принимаются по практическим данным. Ориентировочные значения или диапазон значений m , K_g и K_v приведены на рис. 2.12.

2.5.2. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ УДЕЛЬНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ КАМЕРЫ ПРИ ТОПЛИВНО-ВОЗДУШНОМ ИСТОЧНИКЕ ЭНЕРГИИ

Такая оценка может быть проведена на основе прямого роста P_v при повышении средней скорости газов в технологической камере, если принять другие факторы нелимитирующими. Полученные таким образом численные значения оптимума P_v используются как ориентиры при выборе теплотехнических путей и средств повышения удельной производительности.

Далее учитываются и принимаются следующие положения:

1) расчетные оптимальные значения P_v находятся далеко за пределами практически достигнутых значений P_v ;

2) капитальные вложения в установку, связанные с изменением (ростом) P_v технологической камеры, принимаются постоянными (часто они с ростом P_v снижаются).

Оптимальное значение P_v определяется по минимуму следующего выражения:

$$3_p^* = b^y \cdot T_3^{y.т} + e_{3.с} C_3^2$$

где $3_p^* = 3_p - S_m - S^{**} - E^* K^y$; здесь 3_p — удельные приведенные затраты, руб/кг; S_m — затраты на исходное сырье, руб/кг; S^{**} — прочие эксплуатационные затраты (без затрат на топливо, электроэнергию, исходное сырье, амортизацию, текущий ремонт), руб/кг; K^y — удельные капитальные затраты, руб/кг; $E^* = E + \alpha_{ам} + \alpha_{т.р}$; E — нормативный коэффициент эффективности, 1/год; $\alpha_{ам}$ — коэффициент амортизации, 1/год; $\alpha_{т.р}$ — коэффициент затрат на текущий ремонт, 1/год.

Приняв постоянными при изменении P_v значения K^y , S_m , S^{**} и удельный поток теплоты через ограждения рабочего пространства, после соответствующих преобразований получим [24]

$$P_3^* = 1 + P_{p_v} + P_k (1 + P_{p_v}) \left(\frac{1 + P_{p_v}}{P_{p_v}} \right)^2, \quad (2.11)$$

где $P_3^* = 3_p^* Q_{y.т} K_i / (q_{т.п} C_3^{y.т})$ — безразмерный параметр удельных расчетных затрат;

$$P_{p_v} = \frac{3 \sqrt{36\pi} \frac{q_{о.с}^p K_F}{10^3 q_{т.п} \sqrt{P_v^2}}}{10^3 q_{т.п} \sqrt{P_v^2}}$$

безразмерный параметр удельной производительности;

$$P_k =$$

$$= \frac{T_{x.v} T_r \cdot 3,6 (Q_n^p)_{y.t} (q_{o.c}^{p.k} K_F)^2 \rho_r^0 K_{\text{сопр}} C_3^3 \alpha v_b}{273 \cdot 273 Q_n^p \cdot 10^{12} K_t^2 K_{c.k}^2 \eta_\Sigma (Q_n^p / V_r)^2 \cdot 2 C_3^{y.t}};$$

$$K_t = 1 + \frac{\alpha V_b^0 C_b t_b}{Q_n^p} - \frac{V_r C_{o.r} t_{o.r}}{Q_n^p};$$

α — коэффициент расхода воздуха; V_n^0 — удельный теоретический расход воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$; C_b — теплоемкость воздуха, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$; t_b — температура подогрева, $^\circ\text{C}$; V_r — удельный выход продуктов сгорания, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $C_{o.r}$ — теплоемкость отходящих газов, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$; $t_{o.r}$ — температура отходящих газов, $^\circ\text{C}$; $q_{t.n}$ — удельное теплопоглощение в технологическом процессе, $\text{кДж}/\text{кг}$; $C_3^{y.t}$ — замыкающие затраты на условное топливо, $\text{руб}/\text{кг}$; $q_{o.c}^{p.k}$ — удельный поток теплоты через ограждения рабочего пространства, $\text{Вт}/\text{м}^2$; $T_{x.v}$ — температура воздуха на входе в воздухоподувку, К ; T_r — температура продуктов горения, К ; ρ_r^0 — плотность продуктов сгорания при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$; $K_{\text{сопр}}$ — коэффициент сопротивления технологической камеры; C_3 — замыкающие затраты на электроэнергию, $\text{руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$; $K_{c.k}$ — коэффициент, представляющий собой отношение площади расчетного (выходного) сечения к поверхности равновеликого по объему рабочей камеры шара; η_Σ — суммарный КПД дутьевой машины, электродвигателя и регулирующих устройств.

Значение коэффициента $K_{\text{сопр}}$ определяется по известному сопротивлению базовой (исходной) установки с заданными геометрическими размерами из выражения

$$K_{\text{сопр}} = \frac{2(\Delta p)_{6.y}}{\rho_r \omega_r^2},$$

где $(\Delta p)_{6.y}$ — сопротивление базовой установки, Па ; ρ_r — плотность продуктов сгора-

из уравнения, полученного из (2.11) после соответствующего преобразования:

$$P_{p_v}^{\text{опт}} = \sqrt[3]{\frac{P_k}{1+P_k} \left(1 + \sqrt{\frac{1}{1+P_k}}\right)} + \sqrt[3]{\frac{P_k}{1+P_k} \left(1 - \sqrt{\frac{1}{1+P_k}}\right)}. \quad (2.12)$$

При $P_k < 0,005$ $P_{p_v}^{\text{опт}} \approx \sqrt[3]{2P_k}$.

По известному $P_{p_v}^{\text{опт}}$ определяется оптимальная удельная производительность

$$P_v^{\text{опт}} = \sqrt{\frac{36\pi}{P} \left(\frac{q_{o.c}^{p.k} K_F}{10^3 q_{t.n} P_{p_v}^{\text{опт}}} \right)^3}.$$

При изменении $q_{o.c}^{p.k}$ от P_v , например, в соответствии с соотношением [19]

$$\frac{q_{o.c}^{p.k}}{q_{o.c}^{p.k*}} = \left(\frac{P^*}{P} \right)^{2m/9} \left(\frac{P_v^*}{P_v} \right)^{m/9},$$

где $m = 0 \div 2$, уравнение для P_3 примет вид

$$P_3 = 1 + P_{p_v} + P_k(1 + P_{p_v}) \times$$

$$\times \left\{ \left[1 + \frac{(1 + P_{p_v})^2}{P_{p_v}^{12/(6+m)}} P_k \right]^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right\}.$$

Здесь κ — показатель адиабаты;

$$P_{p_v} = \sqrt[3]{36\pi} \frac{AK_F}{10^3 q_{t.n} P^{\frac{3+2m}{9}} P_v^{\frac{6+m}{9}}};$$

$$P_k = \frac{\kappa}{\kappa-1} P_1 \frac{C_3^3 \alpha v_b^0 T_{x.v} \cdot 293}{C_3^{y.t} \cdot 10^3 \cdot 273 \eta_\Sigma Q_n^p};$$

$$P_k = \frac{\frac{2m}{q_{t.n}^{6+m} (AK_F)^{6+m}} \frac{12}{v_r^2 T_r \rho_r^0 K_{\text{сопр}}}}{P^{6+m} \left(\sqrt[3]{36\pi} \right)^{\frac{2m}{6+m}} (Q_n^p)^2 \cdot 273 K_{c.k}^2 K_t^2 P_1 \cdot 2 \cdot 1000^{\frac{12}{6+m}}}.$$

ния, $\text{кг}/\text{м}^3$; ω_r — скорость газов в расчетном сечении, $\text{м}/\text{с}$.

Оптимальное значение $P_{p_v}^{\text{опт}}$ определяется

Значение A определяется из выражения

$$A = q_{o.c}^{p.k*} (P^*)^{\frac{2m}{9}} (P_v^*)^{\frac{m}{9}}.$$

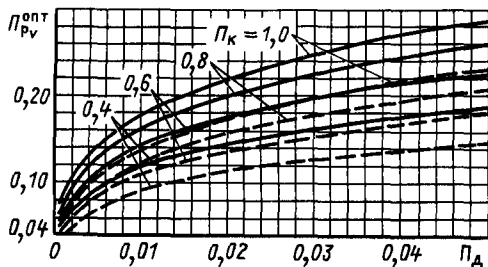


Рис. 2.16. Зависимость $P_v^{\text{опт}}$ от P_k и P_d :
 — $m=0$; — — — $m=1,0$

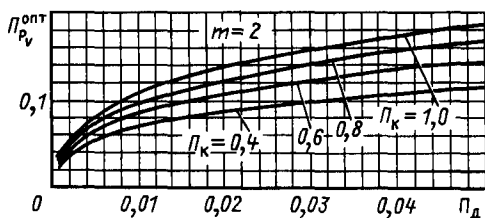


Рис. 2.17. Зависимость $P_v^{\text{опт}}$ от P_k и P_d при $m=2$

Безразмерный параметр удельной производительности $P_v^{\text{опт}}$ при $m=1$ и $m=2$ определяется по графикам на рис. 2.16 и 2.17. По графикам на рис. 2.16 можно определить $P_v^{\text{опт}}$ и при $q_{0,c}^{\text{p.k}} = \text{idem}$ ($m=0$). По найденному значению $P_v^{\text{опт}}$ значение $P_v^{\text{опт}}$ определяется из выражения

$$P_v^{\text{опт}} = (36\pi)^{\frac{3}{6+m}} \frac{1}{P^{\frac{3+2m}{6+m}}} \times \left(\frac{AK_F}{10^3 q_{\text{т.п}} P_v^{\text{опт}}} \right)^{\frac{9}{6+m}}$$

Пример. Требуется определить оптимальную удельную производительность $P_v^{\text{опт}}$ прямоточно-вихревой плавильной камеры (см. рис. 2.15, в) для случая постоянства удельных потоков теплоты через ограждения. Для этого должны быть определены все показатели, входящие в безразмерные параметры выражения (2.12). Часть из них диктуется заранее технологическими требованиями, остальные можно найти из предварительного расчета теплотехнической схемы плавильного агрегата.

Используется природный газ с $Q_p^{\text{p}} = 36\,090$ кДж/м³. При температуре подогрева воздуха $t_a = 500$ °С, температуре отходящих из камеры газов $t_{0,r} = 1600$ °С, коэффициенте расхода воздуха $\alpha = 1$ $K_r = 0,407$. Для указанной камеры $K_F = 1,28$ (рис. 2.15). По определению $K_{c.k} = \pi d_{\text{вых}}^2 / (\pi D_{\text{ш}}^2)$, где $d_{\text{вых}}$ — диаметр выпускных окон камеры. После подстановки соответствующих значений $K_{c.k} = 0,109$.

Значение $K_{\text{сопр}}$ определяется расчетом или принимается на основе имеющихся результатов исследования аэродинамического сопротивления камеры. Численное значение $K_{\text{сопр}}$ для рассматриваемой камеры может быть принято равным 30.

Приняв соотношение замыкающих затрат на топливо и электроэнергию равным 0,5 кг/(кВт·ч) и $q_{0,c}^{\text{p.k}} = 1,16 \cdot 10^5$ Вт/м², определяем $P_k = 0,0001732$.

Из (2.12) определяем $P_{p_k}^{\text{опт}} = 0,070217$ и $P_v^{\text{опт}} = 10,839/\sqrt{P}$. Для установки производительностью $P = 25$ кг/с $P_v^{\text{опт}} = 2,17$ кг/(м³·с).

2.5.3. КОМБИНИРОВАНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ

Возможные варианты комбинирования теплотехнических принципов (и варианты конструктивных схем) при организации двухступенчатой тепловой обработки исходного материала показаны на рис. 2.18.

Удельная объемная производительность комбинированных камер варианта I

$$(P_v^1)_{\Sigma} = \frac{P}{V_A^1 + V_B} = \frac{1}{1/(P_v^1)_A + 1/(P_v^1)_B}$$

Величина $(P_v^1)_{\Sigma}$ зависит от соотношения доли начальной тепловой обработки в камере А ($\Delta\beta_A$) и доли последующей дообработки в камере Б ($\Delta\beta_B = 1 - \Delta\beta_A$).

Варианты II — IV на рис. 2.18 иллюстрируют принципиальные пути и возможности дальнейшего повышения удельной производительности при комбинировании теплотехнических принципов.

Наиболее высокий результат по подъему P_v и P_F при комбинировании теплотехнических принципов может быть достигнут в том случае, когда эти принципы обеспечивают:

- 1) высокий темп изменения P_v и P_F в зависимости от $\Delta\beta_A$ и $\Delta\beta_B$;
- 2) стабильность уровня P_v с ростом общей производительности P . Невыполнение

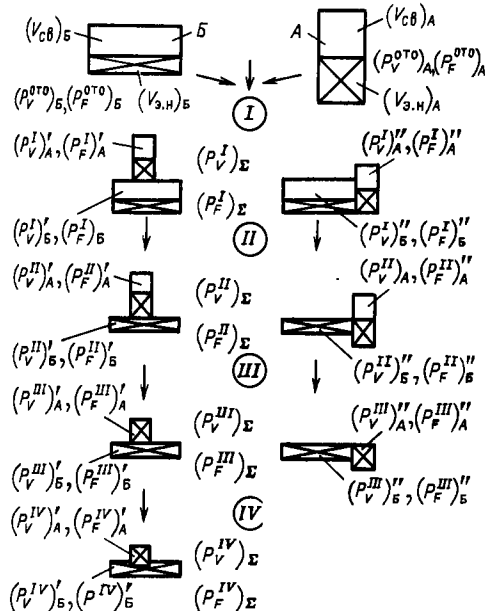


Рис. 2.18. Варианты комбинирования тепло-технических принципов при двухступенчатой организации тепловой обработки материала

этого условия может существенно сдерживать рост $(P_v)_\Sigma$ и $(P_F)_\Sigma$;

3) существенное снижение значения свободного объема $V_{св}$ комбинированных камер.

Один из примеров реализации эффективного комбинирования теплотехнических принципов при организации процесса плавки приведен на рис. 2.19. Уровень $(P_v)_\Sigma$ варианта В (прямоточно-вихревая плавильная камера с поверхностно погруженным факелом [15] — одно из технических решений комбинирования указанных теплотехнических принципов) находится между значениями $(P_v)_\Sigma^I$ и $(P_v)_\Sigma^{II}$. Задача повышения удельной производительности может рассматриваться на базе комбинирования ряда (более двух) теплотехнических принципов.

2.6. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕАКТОРА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

2.6.1. РАСЧЕТЫ КАМЕР ОСНОВНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ПРИНЦИПА ИЗЛУЧАЮЩЕГО ФАКЕЛА

Масса материала, одновременно находящегося в камере ОТО

$$M_m = P_{т.о.}$$

По значению M_m , кг, с учетом особенности размещения обрабатываемого материала (тел) в камере определяется площадь F_n . Применительно к варианту V на рис. 2.12 $F_n = DL$ (L — длина камеры). В вариантах VI и VII F_n равно площади горизонтального сечения камеры ОТО.

Объем камеры ОТО (и, следовательно, ее линейные характеристики) целесообразно определять на основе оптимизации камеры по значению P_v (см. п. 2.5.4). К этому значению P_v надо стремиться на основе интенсификации процессов внешнего и внутреннего теплообмена, горения топлива, рациональной организации движения газов, учитывая при этом особенности технологического процесса, эксплуатационные и другие условия работы теплотехнологической установки.

Рис. 2.19. Пример комбинирования тепло-технических принципов взвешенного слоя (А) и погруженного в расплав факела (Б)

Ниже рассматривается один из приемов расчета $\tau_{т.о.}$, который (в общем случае) достаточно хорошо адаптируется к условиям применения ЭВМ для расчетов промышленных печей.

При заданной (или предварительной полученной расчетом) связи между температурой источника теплоты t_c (температурой газов, излучающих стенок, лучистой температурой) и температурой поверхности тела $t_{пов}$ время $\tau_{т.о.}$ может быть определено согласно методу тепловой диаграммы из уравнения

$$\tau_{т.о.} = \sum \Delta \tau_i = \sum \frac{M_m (\bar{t}_{m i}' C_{m i}'' - \bar{t}_{m i}' C_{m i}')}{F_m \bar{q}_{пов i}} \quad (2.13)$$

Средняя температура тела массой M_m в начале выделенного интервала времени $\Delta \tau_i$ ($\bar{t}_{m i}'$), или в конце его ($\bar{t}_{m i}''$), или в начале и конце выделенного участка пути движения нагреваемого материала (для печей непрерывного действия) определяется соответственно для пластины, цилиндра и шара по общим формулам:

$$\bar{t}_m = t_{пов} - \frac{2}{3} \Delta t = t_n + \frac{1}{3} \Delta t;$$

$$\bar{t}_m = t_{пов} - \frac{1}{2} \Delta t = t_n + \frac{1}{2} \Delta t;$$

$$\bar{t}_m = t_{пов} - \frac{2}{3} \Delta t = t_n + \frac{3}{5} \Delta t,$$

где $t_{пов}$ — температура поверхности ($x/S = \pm 1,0$; $r/R = \pm 1,0$) °C; здесь S , R — характерный линейный размер при расчетах внутреннего теплообмена, м (табл. 2.3); t_n — температура тела на поверхности, на оси, с координатами $x/S = 0$ или $r/R = 0$, °C; $\Delta t = t_{пов} - t_n$ — разность температур в нагреваемом теле, °C.

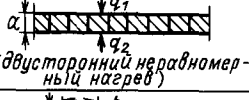
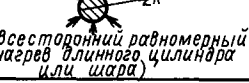
Значения $\Delta t'$ и $\Delta t''$ (в начале и в конце выделенного интервала времени $\Delta \tau_i$) определяются соответственно для пластины, цилиндра, шара по формулам (при подстановке соответственно значений $q'_{пов i}$ и $q''_{пов i}$)

$$\Delta t = \frac{q_{пов} S}{2 \lambda_m};$$

$$\Delta t = \frac{q_{пов} R}{2 \lambda_m};$$

$$\Delta t = \frac{q_{пов} R}{2 \lambda_m};$$

Таблица 2.3. Значения S для различных вариантов расположения нагреваемых тел

Эскиз расположения нагреваемых тел	Величина	Эскиз расположения нагреваемых тел	Величина
 (односторонний нагрев длинных заготовок)	$S = \alpha$ (F_L — расчетная поверхность теплообмена)	 (нагрев длинного полуцилиндра или полушара на полу)	$S = R$
 (двусторонний равномерный нагрев)	$S = \frac{\alpha}{2}$	 (нагрев длинного цилиндра или шара на полу)	$S = \sqrt{2R}$ (цилиндр) $S = \sqrt[3]{2R}$ (шар)
 (двусторонний неравномерный нагрев)	Тепловой поток $q_1 > q_2$ $S = \alpha \frac{q_1}{q_1 + q_2}$	 (нагрев длинной призмы сечением $a \times b$ на полу)	$S = \sqrt{\frac{2ab}{\pi}}$
 (четырёхсторонний равномерный нагрев длинной призмы сечением $a \times b$)	$S = \sqrt{\frac{ab}{\pi c}}$	 (нагрев параллелепипеда с соизмеримыми гранями)	$S = \sqrt{\frac{3abc}{2\pi}}$
 (односторонний нагрев длинных заготовок)	$S = 1,57R = \frac{\pi \tau R^2}{F_L}$ (n — число заготовок)	 (нагрев заготовок, расположенных с зазором, на полу)	$S = \frac{\pi ab}{F_L}$
 (двусторонний равномерный нагрев)	$S = 0,785R = \frac{\pi \tau R^2}{F_L}$	 (нагрев заготовок, расположенных с зазором, на полу)	$S = \frac{\pi \tau R^2}{F_L}$
 (всесторонний равномерный нагрев длинного цилиндра или шара)	$S = R$		

где $q_{\text{пов}}$ — удельный тепловой поток через поверхность тела, Вт/м²; λ_m — теплопроводность материала нагреваемого тела, Вт/(м·К) (см. разд. 3 кн. 2 настоящей серии).

Средний удельный тепловой поток

$$q_{\text{пов}i} = \frac{q'_{\text{пов}i} - q''_{\text{пов}i}}{\ln(q'_{\text{пов}i}/q''_{\text{пов}i})}. \quad (2.14)$$

При $q'_{\text{пов}i}/q''_{\text{пов}i} \leq 2$

$$\bar{q}_{\text{пов}i} = (q'_{\text{пов}i} + q''_{\text{пов}i})/2. \quad (2.15)$$

Средние удельные теплоемкости материала тела $c'_{m,i}$ и $c''_{m,i}$, Дж/(кг·К), принимаются соответственно в пределах температур от $t_m = 0^\circ\text{C}$ до t'_m и от $t_m = 0^\circ\text{C}$ до t''_m .

Длительность первого интервала Δt_1 в уравнении (2.13) должна удовлетворять соответственно для пластины, цилиндра и шара условиям

$$Fo = \frac{a\Delta t_1}{S^2} \geq 0,3;$$

$$Fo = \frac{a\Delta t_1}{R^2} \geq 0,25;$$

$$Fo = \frac{a\Delta t_1}{R^2} \geq 0,2,$$

где Fo — число Фурье; a — температуропроводность, м²/с.

Аналогично $\tau_{г.о.}$ может быть определено и в случае, когда задается связь между тепловым потоком $q_{\text{пов}}$ и температурой $t_{\text{пов}}$ или связь между t_c и средней температурой нагреваемого тела t_m (например, нагрев в условиях проточка, противоток). Температура источника теплоты t_c , удельный поток теплоты $q_{\text{пов}}$, расход топлива, электроэнергии определяются из анализа условий внешнего теплообмена, теплового баланса (позонного или общего для рабочего пространства) и в общем случае на базе материального баланса технологического процесса.

При нагреве термотонких тел, высокотеплопроводных жидкостей расчет $\tau_{г.о.}$ проводится также по (2.13), при $t_m = t_c = t_{\text{пов}} = t_u$ и определении $q_{\text{пов}i}$ по соотношениям (2.14), (2.15).

Теплопередачу излучением от изотермической в объеме газовой среды к изотермической стенке или от изотермической в поперечном сечении пламенной печи газовой среды к изотермической (в том же сечении) стенке (рис.

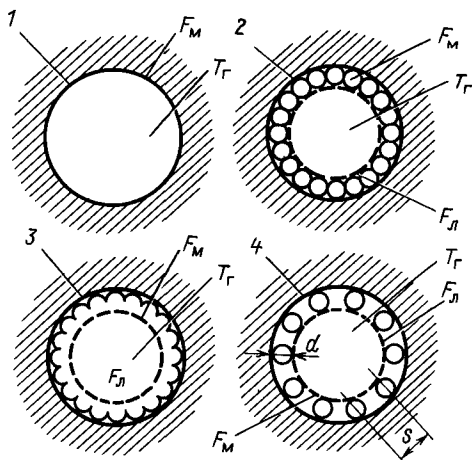


Рис. 2.20. К теплопередаче излучением между газовой средой и стенкой:

F_m — поверхность нагрева; 1 — стенка радиационного теплообменника, стенка циклона; 2 — трубы, расположенные вплоты; 3 — неровная поверхность жидкой пленки, стекающей по стенкам капала; 4 — трубы, расположенные с зазором у стенки с малой теплопроводностью; F_l — расчетная поверхность лучистого теплообмена (штриховая линия) — мнимая поверхность, огибающая поверхность F_m без вогнутостей в сторону газового объема

2.20) определяют из уравнений [17] (см. также разд. 3 кн. 2 настоящей серии):

при селективно-сером излучении газовой среды и сером излучении стенки

$$Q_{p.m} = \frac{C_0 F_m \left[\varepsilon_g \left(\frac{T_g}{100} \right)^4 - \varepsilon_{г.м}^\infty \left(\frac{T_m}{100} \right)^4 \right]}{-\frac{1}{\varepsilon_g/\varepsilon_1^\infty} + \frac{1}{\varepsilon_l} - 1};$$

при сером излучении среды и стенки

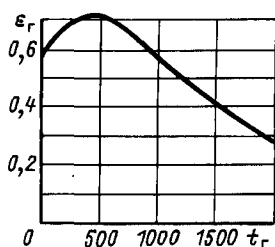


Рис. 2.21. Зависимость расчетного значения ε_g^∞ незапыленных топочных газов, содержащих газы H_2O и CO_2 , от температуры газов

$$Q_{p.m} = \frac{C_0 F_{\lambda} \left[\left(\frac{T_r}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_m}{100} \right)^4 \right]}{\frac{1}{\varepsilon_r^n} + \frac{1}{\varepsilon_{\lambda}} - 1},$$

где $C_0 = 5,67$ Вт/(м²·К⁴) — коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела; T_r , T_m — температура соответственно газовой среды и поверхности теплообмена, К; $q_{p.m}$ — результирующее излучение поверхности нагрева, Вт/м²; ε_r^{∞} — предельная степень черноты газов (при толщине слоя газов $S_{эф}$), определяемая по графику на рис. 2.21; $\varepsilon_{r.m}^{\infty}$ — предельная степень черноты газов при температуре поверхности T_m ; ε_r , ε_r^n — степени черноты соответственно незапыленных и запыленных газов.

Значения F_{λ} (рис. 2.20) и ε_{λ} считают в зависимости от варианта газ — стенка:

для варианта 1

$$F_{\lambda} = F_m; \quad \varepsilon_{\lambda} = \varepsilon_m,$$

где ε_m — степень черноты поверхности нагреваемого тела;

для вариантов 2 и 3 площадь F_{λ} принимается равной площади мнимой (штриховая линия на рис. 2.20) поверхности, огибающей поверхности F_m без выпуклостей в сторону газового объема:

$$\varepsilon_{\lambda} = \frac{1}{1 + \frac{F_{\lambda}}{F_m} \left(\frac{1}{\varepsilon_m} - 1 \right)}; \quad (2.16)$$

для варианта 4 площадь F_{λ} принимается равной площади мнимой (штриховая линия на рис. 2.20) поверхности, касающейся труб без выпуклостей в сторону газового объема:

$$\varepsilon_{\lambda} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\varepsilon_m} - 1 \right) \frac{S}{\pi d} + \frac{1}{1 - (1 - \varphi_{\lambda.m})^2}}, \quad (2.17)$$

где угловой коэффициент $\varphi_{\lambda.m}$ определяется из уравнения

$$\varphi_{\lambda.m} = 1 + \frac{d}{S} \times \\ \times \arctg \sqrt{\left(\frac{S}{d} \right)^2 - 1} - \sqrt{1 - \left(\frac{d}{S} \right)^2}.$$

Данные для определения угловых коэффициентов см. в разд. 3 кн. 2 настоящей серии.

Теплопередачу излучением от изотермической в объеме газовой среды к изотермическим поверхностям нагрева и обмуровки (кладки, ограждения) или от изотермической в данном поперечном сечении пламенной печи газовой среды к изотермическим в сечении поверхностям нагрева и обмуровки (рис. 2.22) можно определить из нижеприведенных систем уравнений [17].

При незапыленной топочной среде (излучение газов принимается селективно-серым)

$$Q_{p.m} = \frac{\left[(\varepsilon_r^{\infty} E_{0r} - \varepsilon_{r.m}^{\infty} E_{0m}) \left(\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} + R_{\kappa\lambda} \Phi'_r \right) + (\varepsilon_{r.\kappa\lambda}^{\infty} E_{0\kappa\lambda} - \varepsilon_{r.m}^{\infty} E_{0m}) \left(1 - \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} \right) \right] F_{\lambda}}{1 + R_{\kappa\lambda} + R_{\kappa\lambda} \left[\left(1 - \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} \right) \frac{F_{\lambda}}{F_{\kappa\lambda}} + \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} \right] + R_{\lambda} R_{\kappa\lambda} \Phi'_r} + \\ + \frac{[(1 - \varepsilon_{r.\kappa\lambda}^{\infty}) E_{0\kappa\lambda} - (1 - \varepsilon_{r.m}^{\infty}) E_{0m}] F_{\lambda}}{1 + R_{\lambda} + R_{\kappa\lambda} \frac{F_{\lambda}}{F_{\kappa\lambda}}}, \quad (2.18)$$

$$Q_{p.\kappa\lambda} = \frac{\left[(\varepsilon_r^{\infty} E_{0r} - \varepsilon_{r.\kappa\lambda}^{\infty} E_{0\kappa\lambda}) \left(\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} + R_{\lambda} \Phi'_r \right) + (\varepsilon_{r.m}^{\infty} E_{0m} - \varepsilon_{r.\kappa\lambda}^{\infty} E_{0\kappa\lambda}) \left(1 - \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} \right) \frac{F_{\lambda}}{F_{\kappa\lambda}} \right] F_{\kappa\lambda}}{1 + R_{\lambda} + R_{\kappa\lambda} \left[\left(1 - \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} \right) \frac{F_{\lambda}}{F_{\kappa\lambda}} + \frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_r^{\infty}} \right] + R_{\lambda} R_{\kappa\lambda} \Phi'_r} +$$

$$+ \frac{[(1 - \epsilon_{г.м}^{\infty}) E_{0.м} - (1 - \epsilon_{г.кл}^{\infty}) E_{0.кл}] F_{л}}{1 + R_{л} + R_{кл} \frac{F_{л}}{F_{кл}}}; \quad (2.19)$$

$$Q_{р.м} + Q_{р.кл} + Q_{р.г} = 0.$$

Величина $\Phi'_г$ определяется из выражения

$$\Phi'_г = \frac{\epsilon_g}{\epsilon_g^{\infty}} \left[1 + \left(1 - \frac{\epsilon_g}{\epsilon_g^{\infty}} \right) \frac{F_{л}}{F_{кл}} \right].$$

Выше обозначено: $\epsilon_{г.кл}^{\infty}$ — предельная (при $S_{эф} = \infty$) степень черноты газов при температуре поверхности ($T_{кл}$); $R_{л} = \left(\frac{1}{\epsilon_{л}} - 1 \right)$,

$R_{кл} = \left(\frac{1}{\epsilon_{кл}} - 1 \right)$ — относительная рефлексивность; $F_{л}$ — расчетная площадь поверхности лучистого теплообмена нагреваемых изделий, m^2 ; $\epsilon_{л}$ — расчетная степень черноты; $Q_{р.кл}$, $Q_{р.г}$ — результирующие излучения соответственно поверхности обмуровки и газовой среды, Вт.

При незапыленной топочной среде, в частном случае $Q_{р.кл} = 0$, когда потери теплоты через кладку (обмуровку) печи компенсируются теплоотдачей от газов посредством конвекции, вначале определяют $E_{0.кл}$, задаваясь значением $\epsilon_{г.кл}^{\infty}$:

$$E_{0.кл} = \frac{\epsilon_g^{\infty} E_{0.г} \left(\frac{\epsilon_g}{\epsilon_g^{\infty}} + R_{л} \Phi'_г \right) + E_{0.м} \left[\epsilon_{г.м}^{\infty} \left(1 - \frac{\epsilon_g}{\epsilon_g^{\infty}} \right) \frac{F_{л}}{F_{кл}} + \frac{(1 - \epsilon_{г.м}^{\infty}) Z'_{э} F_{л}}{\psi F_{кл}} \right]}{\epsilon_{г.кл}^{\infty} \left(\frac{\epsilon_g}{\epsilon_g^{\infty}} + R_{л} \Phi'_г \right) + \epsilon_{г.кл}^{\infty} \left(1 - \frac{\epsilon_g}{\epsilon_g^{\infty}} \right) \frac{F_{л}}{F_{кл}} + \frac{(1 - \epsilon_{г.кл}^{\infty}) Z'_{э} F_{л}}{\psi F_{кл}}}, \quad (2.20)$$

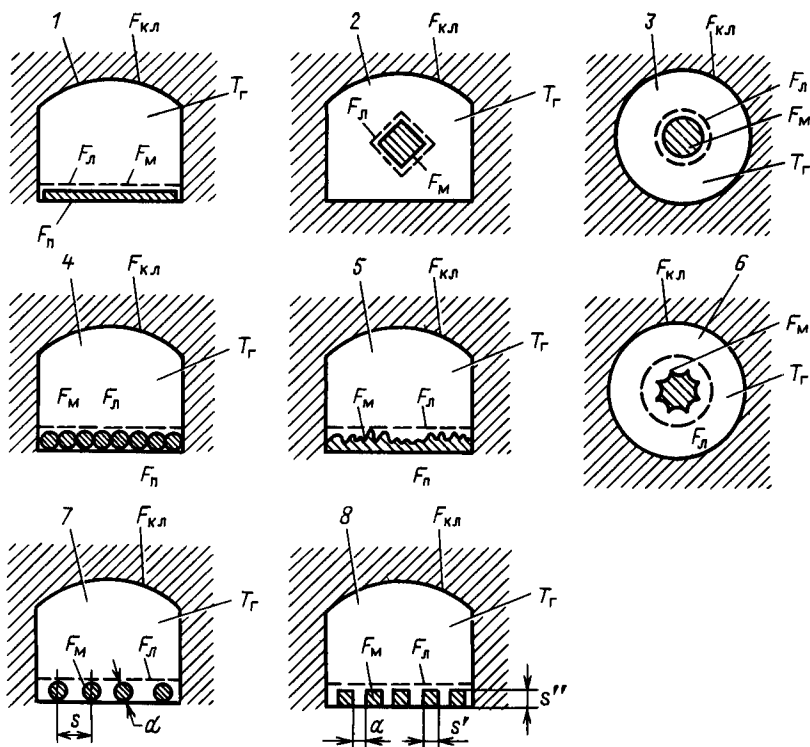


Рис. 2.22. К теплопередаче излучением в рабочей камере пламенных нагревательных печей: $F_{м}$ — поверхность нагрева; 1 — плоская поверхность изделий; 2 — крупные изделия в камерной печи; 3 — заготовки в секционных печах; 4 — цилиндрические заготовки, расположенные на полу впрыты; 5, 6 — изделия с неровной поверхностью; 7, 8 — цилиндрические и прямоугольные заготовки, расположенные на полу с зазорами; $F_{кл}$ — поверхность обмуровки (ограждения); $F_{н}$ — поверхность пола

и далее по уравнению (2.18) определяют $Q_{p. м.}$. По известному значению $E_{0. кл.}$ находят температуру поверхности $F_{кл.}$. Через ψ и Z'_g в (2.20) обозначено:

$$\psi = 1 + R_{л.} + R_{кл.} \frac{F_{л.}}{F_{кл.}};$$

$$Z'_g = 1 + R_{л.} +$$

$$+ R_{кл.} \left[\left(1 - \frac{\epsilon_r}{\epsilon_r^\infty} \right) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} + \frac{\epsilon_r}{\epsilon_r^\infty} \right] + R_{л.} R_{кл.} \Phi'_r.$$

При запыленной топочной среде (излучение среды принимается серым)

$$+ \frac{\epsilon_r \left[1 + (1 - \epsilon_r)(1 - \epsilon_{л.}) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} \right]}{(1 - \epsilon_r)[\epsilon_{л.} + \epsilon_r(1 - \epsilon_{л.})] \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} + \epsilon_r} \times$$

$$\times \left[\left(\frac{T_r}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_m}{100} \right)^4 \right].$$

В приведенных уравнениях используются значения $F_{л.}$ и $\epsilon_{л.}$, предварительно подсчитываемые в зависимости от варианта системы газ — кладка — поверхность нагрева:

$$Q_{p. м.} = \frac{[(E_{0. г.} - E_{0. м.})(\epsilon_r + R_{кл.} \Phi_r) + (E_{0. кл.} - E_{0. м.})(1 - \epsilon_r)] F_{л.}}{1 + R_{л.} + R_{кл.} \left[(1 - \epsilon_r) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} + \epsilon_r \right] + R_{л.} R_{кл.} \Phi_r};$$

$$Q_{p. кл.} = \frac{[(E_{0. г.} - E_{0. кл.})(\epsilon_r + R_{л.} \Phi_r) + (E_{0. м.} - E_{0. кл.})(1 - \epsilon_r) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}}] F_{кл.}}{1 + R_{л.} + R_{кл.} \left[(1 - \epsilon_r) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} + \epsilon_r \right] + R_{л.} R_{кл.} \Phi_r};$$

$$Q_{p. м.} + Q_{p. кл.} + Q_{p. г.} = 0.$$

Значение Φ_r определяется из выражения

$$\Phi_r = \epsilon_r \left[1 + (1 - \epsilon_r) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} \right].$$

При запыленной топочной среде в частном случае $Q_{p. кл.} = 0$, когда потери теплоты через кладку печи компенсируются теплоотдачей от газов посредством конвекции, используется уравнение

$$Q_{p. м.} = C_{г. к. м.} \left[\left(\frac{T_r}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_m}{100} \right)^4 \right] F_{л.},$$

где

$$C_{г. к. м.} = \frac{C_0 \epsilon_{л.} \epsilon_r \left[1 + (1 - \epsilon_r) \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} \right]}{(1 - \epsilon_r)[\epsilon_{л.} + \epsilon_r(1 - \epsilon_{л.})] \frac{F_{л.}}{F_{кл.}} + \epsilon_r}.$$

Температура поверхности кладки в этом случае определяется из уравнения

$$\left(\frac{T_{кл.}}{100} \right)^4 = \left(\frac{T_m}{100} \right)^4 +$$

для вариантов 1—3 (рис. 2.22)

$$F_{л.} = F_m \text{ и } \epsilon_{л.} = \epsilon_m;$$

для вариантов 4—5 площадь $F_{л.}$ принимается равной площади проекции изделий на под;

для варианта 6 $F_{л.}$ равно площади мнимой (штриховая линия) поверхности, огибающей F_m . Значение $\epsilon_{л.}$ определяется по (2.16);

для вариантов 7 и 8 ($S/d > 1,0$, под мало-теплопроводный) площадь $F_{л.}$ принимается равной площади пода, занятой изделиями; значение $\epsilon_{л.}$ для варианта 7 определяется по (2.17), а для варианта 8 — по формуле

$$\epsilon_{л.} = \epsilon_m \frac{S'}{(S' + a)} +$$

$$+ \left[\frac{1}{\left(\frac{1}{\epsilon_m} - 1 \right) \frac{a}{2S''} - \frac{1}{1 - \Phi_{л. п.}^2}} \right] \times$$

$$\times \frac{a}{(S' + d)}.$$

Угловой коэффициент $\Phi_{л. п.}$ при $a \gg l$ определяют по выражению

$$\Phi_{л. п.} = \frac{\sqrt{1 + (a/S'')^2} - 1}{a/S''}.$$

Удельный тепловой поток

$$q_{\text{пов}} = q_m = q_{p, м} + q_m^k,$$

где $q_m^k = \alpha_m^k (T_r - T_m)$ — плотность конвективного теплового потока для поверхности F_m , Вт/м².

Учет конвективной теплоотдачи в приведенных выше формулах теплопередачи излучением может быть проведен путем подстановки в формулы вместо $Q_{p, м}$, $Q_{p, кл}$ и $Q_{p, г}$ соответственно

$$(Q_m - Q_m^k) = Q_{p, м};$$

$$(Q_{кл} - Q_{кл}^k) = Q_{p, кл};$$

$$(Q_r - Q_m^k - Q_{кл}^k) = Q_{p, г};$$

где Q_m , $Q_{кл}$ — количества теплоты, получаемой соответственно поверхностью нагреваемого тела и внутренней поверхности кладки (ограждения) посредством излучения и конвекции, Вт; Q_r — количество теплоты, передаваемой газовой средой излучением и конвекцией, Вт; $Q_{кл}^k$ — количество теплоты, передаваемой поверхностью кладки (ограждения), Вт.

Среднее значение $q_{\text{пов}} = q_m$ для поверхности нагрева, расположенной между двумя соседними поперечными сечениями рабочей камеры печи, определяется различными методами. Выбор конкретного способа усреднения проводят на основе предварительного анализа возможного характера распределения $q_{\text{пов}}$ по поверхности нагрева, используя для этого наиболее полные физические модели и совершенные математические методы.

2.6.2. РАСЧЕТ ЗОНЫ РЕАКТОРА, ЗАНЯТОЙ МАТЕРИАЛОМ, ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ПРИНЦИПА ПЛОТНОГО СЛОЯ

Высоту камеры объемом $V_{з,м}$ можно представить в виде суммы $H = \Sigma \Delta H$. Поверхность нагреваемого в слое ΔH (рис. 2.23) материала определяется из уравнения

$$\Delta F_m = P_{с_m} (\bar{t}_m'' - \bar{t}_m') / \bar{q}_{\text{пов}},$$

где $\bar{t}_m'$, $\bar{t}_m''$ — средние температуры кусков (частиц) в верхнем и нижнем сечениях ΔH , определяемые по методу тепловой диаграммы, °С (см. п. 2.6.1 данного параграфа); $\bar{q}_{\text{пов}}$ — среднее значение удельного теплового потока для слоя ΔH , определяемое по $(q_{\text{пов}}^c)'$ и $(q_{\text{пов}}^c)''$, Вт/м²; P — производительность, кг/(м³·с); c_m — теплоемкость материала, Дж/(кг·К).

Средний удельный тепловой поток поверхности частиц (кусков) однородного материала

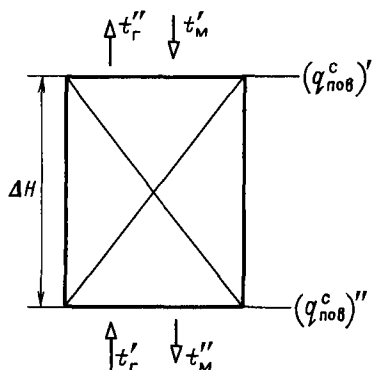


Рис. 2.23. Схема плотного фильтруемого слоя высотой ΔH

ла в данном сечении слоя $q_{\text{пов}}^c$ можно подсчитать, принимая температуру кусков в сечении одинаковой, по уравнению (шихта многофракционная с однородным разложением в слое, распределение скорости газов по сечению слоя равномерное)

$$q_{\text{пов}}^c = \frac{(t_r - t_{\text{пов}}) \sum_{i=1}^N \Delta D_i \alpha_i / \bar{d}_{кi}}{\sum_{i=1}^N \Delta D_i / \bar{d}_{кi}},$$

где $q_{\text{пов}}^c$ — средний удельный тепловой поток, Вт/м²; N — число фракций в шихте; ΔD_i — относительная массовая доля данной фракции в шихте; $\bar{d}_{кi}$ — средний размер частиц (кусков) данной фракции, м; α_i — коэффициент конвективной теплоотдачи, подсчитанный для частицы с размером $\bar{d}_{кi}$, Вт/(м²·К).

Коэффициент α можно определить по формулам (см. табл. 3.25 в кн. 2 данной серии):

$$\text{при } Re = 20 \div 200 \quad Nu = 0,106 Re;$$

$$\text{при } Re > 200 \div 1700 \quad Nu = 0,61 Re^{2/3},$$

где $Nu = \alpha d_k / \lambda_r$ — число Нуссельта; здесь λ_r — теплопроводность газов, Вт/(м·К); $Re = w_0 d_k / \nu_r$ — число Рейнольдса; w_0 — скорость газов, отнесенная к полному сечению слоя (шахты), м/с; ν_r — коэффициент кинематической вязкости газов, м²/с.

Масса частиц (кусков) в слое высотой ΔH

$$\Delta M_m = 6 \Delta F_m \sum_{i=1}^N \frac{\Delta D_i}{\rho_m \bar{d}_{кi}},$$

где ρ_m — плотность материала кусков, кг/м³.

При известном значении ΔM_m определяется объем шахты плотного слоя высотой ΔH :

$$\Delta V_{\text{ш}}^{\text{п.с}} = \Delta M_m / [\rho_m (1 - m_{\text{п.с}})],$$

где $m_{\text{п.с}}$ — порозность плотного слоя.

Расчетная высота ΔH прямой шахты плотного слоя

$$\Delta H^* = \Delta V_{\text{ш}}^{\text{п.с}} / F_{\text{ш}},$$

где $F_{\text{ш}}$ — площадь поперечного сечения прямой шахты плотного слоя, м^2 , определяемая по известному расходу газов (теплоносителя) и допустимой скорости газов. Эта скорость газов принимается равной 0,6–0,9 предельной скорости $w_{\text{п.с}}^{\text{пр}}$, равной первой предельной скорости кипящего слоя $w'_{\text{к.с}}$.

Предельная скорость $w_{\text{п.с}}^{\text{пр}}$, отнесенная к полному сечению шахты плотного слоя, определяется из соотношения

$$\frac{\Delta G_m}{F_{\text{ш}}} = \zeta_{\text{сл}} \frac{\Delta H (w_{\text{п.с}}^{\text{пр}})^2}{2 d_{\text{к}}^{\text{сп}} \rho_r},$$

где ζ — коэффициент сопротивления плотного слоя [4]; $d_{\text{к}}^{\text{сп}}$ — средний размер куска (частиц) в слое, м; ρ_r — плотность газов в слое, кг/м^3 ; ΔG_m — вес частиц (кусков) в слое высотой ΔH , Н.

Рабочая высота слоя ΔH^* вследствие возможной значительной неравномерности распределения скорости газов по сечению шахты, неравномерности схода отдельных слоев шихты, значительного различия кусков может в несколько раз отличаться от расчетной ΔH^* .

Сопротивление плотного слоя высотой ΔH движению газов можно определить из уравнения [33]

$$\Delta P_{\text{п.с}} = \zeta_{\text{сл}} \frac{\Delta H w_r^2}{2 d_{\text{к}}^{\text{сп}} \rho_r},$$

где w_r — скорость газов, отнесенная к полному сечению шахты плотного слоя, м/с .

2.6.3. РАСЧЕТ ЗОНЫ РЕАКТОРА, ЗАНЯТОЙ МАТЕРИАЛОМ, ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ПРИНЦИПА КИПАЮЩЕГО СЛОЯ

Высота кипящего слоя зернистого материала в прямой вертикальной камере

$$H_{\text{к.с}} = H_{\text{п.с}} \left(1 - \frac{m_{\text{п.с}}}{m_{\text{к.с}}} \right), \quad (2.21)$$

где $H_{\text{п.с}}$ — высота плотного слоя материала,

переходящего в кипящий слой, м; $m_{\text{к.с}}$ — порозность кипящего слоя, которую можно оценить по формуле [11]

$$m_{\text{к.с}} = \text{Ar}^{-0.21} (1,8 \text{Re} + 0,36 \text{Re}^2)^{0.21};$$

здесь $\text{Ar} = \frac{g d_{\text{к}}^3}{v_r^2} \left(\frac{\rho_{\text{к}} - \rho_r}{\rho_r} \right)$ — число Архимеда;

g — ускорение свободного падения, м/с^2 ; $\rho_{\text{к}}$, ρ_r — соответственно плотности частиц материала и газа, кг/м^3 ; $\text{Re} = w_{\text{к.с}}^{\text{раб}} d_{\text{к}} / \nu_r$ — число Рейнольдса; $w_{\text{к.с}}^{\text{раб}}$ — рабочая скорость газов, отнесенная к полному сечению камеры кипящего слоя, м/с .

Рабочая скорость газов $w_{\text{к.с}}^{\text{раб}}$ принимается в пределах $w'_{\text{к.с}} < w_{\text{к.с}}^{\text{раб}} < w''_{\text{к.с}}$. Часто $w_{\text{к.с}}^{\text{раб}}$ принимается равной 2–3 $w'_{\text{к.с}}$.

Масса материала, одновременно находящегося в объеме камеры $V_{\text{з.м}}$, определяется выражением

$$M_m = P \tau_{\text{т.о}} K_g,$$

где $K_g = M_m / M_m^* = M_m / (P \tau_{\text{т.о}}) = \tau_{\text{ср}} / \tau_{\text{т.о}}$ — коэффициент, характеризующий соотношение между фактическим количеством материала, находящегося в кипящем слое, и теоретическим, определяемым для условий модели кипящего слоя с идеальным вытеснением.

Коэффициент K_g одновременно характеризует и соотношение между средним временем пребывания частиц в слое и временем $\tau_{\text{т.о}}$.

Время тепловой (технологической) обработки частиц в высокотемпературном кипящем слое, например в процессе нагрева [11],

$$\tau_{\text{т.о}} = \frac{g_{\text{к}} c_{\text{м}} (1 + \frac{\text{Bi}}{5})}{f_{\text{к}} \bar{\alpha}_{\Sigma}} \ln \frac{T_{\Sigma\Phi} - T''_{\text{м}}}{T_{\Sigma\Phi} - T''_{\text{м}}}, \quad (2.22)$$

где $g_{\text{к}}$, $f_{\text{к}}$ — масса частицы и площадь ее поверхности; $\bar{\alpha}_{\Sigma} = (\alpha_{\text{к}} + \bar{\alpha}_{\text{л}})$ — суммарный коэффициент теплоотдачи; $\alpha_{\text{к}}$ — коэффициент теплоотдачи конвекцией; $\bar{\alpha}_{\text{л}}$ — средний для периода нагрева коэффициент теплоотдачи излучением [33]; $\text{Bi} = \alpha_{\Sigma} \kappa_{\text{к}} / (2\lambda_{\text{м}})$ — число Био; $T_{\Sigma\Phi} = (\bar{\alpha}_{\text{л}} T''_{\text{м}} + \alpha_{\text{к}} T_r) / (\alpha_{\text{л}} + \alpha_{\text{к}})$ — эффективная температура, К; $T''_{\text{м}}$ — начальная температура частиц, К; $T''_{\text{м}}$ — конечная температура нагрева частиц, К; T_r — температура газов на выходе из кипящего слоя, К.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha_{\text{к}}$ можно определить по следующим формулам, принимая за относительную скорость газов скорость витания частиц $w_{\text{вт}}$:

$$\begin{aligned} \text{при } \text{Re} < 35 \quad \text{Nu} &= 2 + 0,16 \text{Re}^{2/3}, \\ \text{при } \text{Re} > 35 \quad \text{Nu} &= 0,62 \text{Re}^{1/2}. \end{aligned}$$

Температуру газов T_r в (2.22) можно определить на основе совместного решения следующих уравнений:

ОТО при нагреве полидисперсного материала во взвешенном слое в условиях $T_r = \text{const}$ (нагрев в факеле) и $Nu = 2$ (относительная ско-

$$K_g = \left[\frac{(T'_m - T'_n) (\bar{\alpha}_\Sigma / \alpha_k - 1)}{\ln (T_{\Sigma\phi} - T'_m) / (T_{\Sigma\phi} - T'_n)} - T'_m + T_{\Sigma\phi} \right] (T_r - T'_m)^{-1},$$

$$\beta = \exp(-1/K_g) + \frac{T_{\Sigma\phi} - T'_m}{T'_m - T'_n} [1 - \exp(-1/K_g)] - \frac{T_{\Sigma\phi} - T'_m}{T'_m - T'_n} \times$$

$$\times \left[\frac{T_{\Sigma\phi} - T'_n}{T_{\Sigma\phi} - T'_m} - \exp(-1/K_g) \right] \left(K_g \ln \frac{T_{\Sigma\phi} - T'_m}{T_{\Sigma\phi} - T'_n} + 1 \right)^{-1}.$$

Величина $\beta = q_m^p / q'_m$, представляющая собой отношение среднего количества теплоты, переданной частицам в кипящем слое, к количеству теплоты частиц при T'_m , характеризует однородность (степень завершенности) тепловой обработки частиц материала в кипящем слое.

Для обеспечения высокой однородности нагрева частиц ($\beta > 0,98$) расчетный $K_g = 20 \div 50$. При известном значении M_m определяется объем шахты, занятый плотным слоем материала, переходящим в кипящий слой:

$$V_{ш.с}^n = \frac{M_m}{\rho_m (1 - m_{п.с})}.$$

Высота прямой шахты

$$H_{п.с} = V_{ш.с}^n / F_{ш.с}.$$

Площадь поперечного сечения прямой шахты кипящего слоя $F_{ш.с}$ определяется по известному расходу газов (теплоносителя) и рабочей скорости газов $w_{к.с}^{\text{раб}}$. Высота $H_{к.с}$ определяется после этого из (2.21). Сопротивление кипящего слоя (без учета сопротивления решетке)

$$\Delta P_{к.с} = (G_m - I_{вх} + I_{вых}) / F_{ш.с},$$

где $I_{вх}$, $I_{вых}$ — количества движения теплоносителя соответственно на входе и выходе в кипящий слой и на выходе из него, H ; G_m — фактический вес материала, находящегося в кипящем слое, Н.

2.6.4. РАСЧЕТ КАМЕРЫ ОСНОВНОЙ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ПРИНЦИПА ВЗВЕШЕННОГО СЛОЯ

Общий объем камеры ОТО (см. рис. 2.12, вариант III) при заданной производительности

$$V^{\text{ОТО}} = P / \rho_v^{\text{ОТО}}.$$

Удельная производительность камеры

рости частиц равна нулю)

$$p_v^{\text{ОТО}} = \frac{\bar{c}_r (T_k - T_r) \cdot 273}{(q_m^\Sigma - q_m^h) \tau_{т.о} (1 + \eta_{о.с}^{\text{ОТО}} (1 + K_v) T_r)},$$

где T_k , T_r — соответственно калориметрическая температура газов и температура газов на выходе из слоя, К; $q_m^\Sigma - q_m^h$ — общее удельное количество теплоты, получаемой полидисперсным материалом в камере ОТО за время

$\tau_{т.о}$, Дж/кг; $\eta_{о.с}^{\text{ОТО}} = \frac{Q_{о.с}^{\text{ОТО}}}{Q_m^{\text{ОТО}}}$ — отношение регенеративно неиспользуемого потока теплоты через ограждения камеры ОТО к теплопоглощению нагреваемого материала в камере ОТО.

Время $\tau_{т.о}$ в указанных выше условиях может быть определено по графикам на рис. 2.24, на которых обозначено:

$$P_q = \frac{q_m^\Sigma - q_m^h}{q_m^{\text{макс}} - q_m^h}; \quad P^*_d = \frac{d_m^{\text{макс}}}{d_m^*};$$

$$\theta = \frac{12 \lambda_r \tau_{т.о}}{C_m \rho_m (d_m^*)^2 (P^*_d)^2 \left(1 + \frac{\lambda_r}{5 \lambda_m} \right)},$$

где $q_m^{\text{макс}} - q_m^h = c_m (t_r - t'_m)$; $d_m^{\text{макс}}$ — максимальный размер частиц во взвешенном слое, м; d_m^* — характерный размер частиц полидисперсного материала, м; λ_r , λ_m — соответственно теплопроводности газов и нагреваемого материала, Вт/(м·К).

Графики на рис. 2.24 справедливы для полидисперсных шихт, отвечающих модифицированному уравнению Розина — Раммлера [15]

$$D_p = 1 - \exp \left[- (d_m / d_m^*)^n \right], \quad (2.23)$$

где D_p — массовая доля частиц полидисперсного материала с размером частиц d_m и менее; d_m^* — размер частиц, соответствующий $D_p =$

Таблица 2.4. Классификация энергетических и материальных отходов технологических систем

Отходы	Вид отходов	Потенциал энергоносителя	Носители энергетических или материальных ресурсов
Энергетические	Горючие	Низшая теплота сгорания Q_R , кДж/кг (кДж/м ³)	Химическая энергия отходов технологических процессов химической и термохимической переработки сырья
	Тепловые	Перепад энтальпий Δh , кДж/кг (кДж/м ³)	Физическая теплота отходящих газов Физическая теплота основной (промежуточной) продукции Физическая теплота отходов основного производства Теплота рабочих тел систем принудительного охлаждения элементов технологических камер Теплота пара и горячей воды, отработавших в технологических и силовых установках
	Избыточного давления	Работа изотропного расширения A , кДж/кг (кДж/м ³)	Потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические камеры с избыточным давлением
Материальные	Газообразные, твердые, жидкие	—	Газообразные, твердые или жидкие отходы, образующиеся в процессе производства основной продукции, которые целиком или в виде отдельных компонентов могут быть использованы как готовая продукция после доработки или в качестве сырья для переработки

что обеспечивает сокращение расхода первичного топлива на технологический процесс и его интенсификацию, и для дополнительного внешнего энергетического (технологического) использования, что приводит к экономии топлива на предприятии в связи с замещением соответствующей энергетической (технологической) установки. Классификация энергетических и материальных отходов технологических систем приведена в табл. 2.4.

Вторичные (побочные) энергоресурсы (ВЭР) — энергетический потенциал отходов, продукции, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических установках (системах), который не используется в самой установке, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других установок.

Вторичные материальные ресурсы (ВМР) — материальные отходы технологических камер, которые могут быть использованы в народном хозяйстве.

Энергетический потенциал отходов и продукции — запас энергии в виде химически связанной теплоты, физической теплоты, потенциальной энергии избыточного давления [23].

Значения энергетического потенциала энергоносителей даны в табл. 2.4.

Для ряда технологических процессов характеристика тепловых и материальных отходов приведена в табл. 2.5.

Внешнее использование энергетических отходов должно рассматриваться после возможно полной реализации варианта их регенеративного теплоиспользования.

Направления и эффективность внутреннего регенеративного теплоиспользования рассмотрены в п. 2.3.1.

Направления внешнего энергетического использования тепловых отходов (использование ВЭР) [23, 29]: *топливное* — непосредственное использование горючих ВЭР в качестве топлива; *тепловое* — использование теплоты, получаемой непосредственно в качестве ВЭР или вырабатываемой за счет ВЭР в теплоутилизационных установках; *силовое* — использование механической и электрической энергии, вырабатываемой в утилизационных установках за счет ВЭР; *комбинированное* — использование теплоты и электрической (или механической) энергии, одновременно вырабатываемых за счет ВЭР в утилизацион-

Таблица 2.5. Характеристика тепловых и материальных отходов теплотехнологических процессов

Технологический процесс	Отходящие газы				Шлаки	
	Средний объемный расход на агрегат, (м³/ч) · 10³	Температура, °C	Содержание в газах, %, SO₂, SO₃, CO, HF	Запыленность газа, г/м³	Средний массовый расход на агрегат, т/ч	Температура, °C
Доменная плавка (печь объемом 5000 м³)	600—800	150—200	CO = 27, H₂ = 5	3—15	125—200	1450—1500
Мартеновская плавка (печь вместимостью 900 т)	120—150	500—600	CO = 0,03 ÷ 0,5	5—30	15	1500—1600
Плавка стали в конвертере (вместимостью 400 т)	36—38	1600—1800	CO = 85 ÷ 90 H₂ = 0,5 ÷ 2,5	100—300	20—23	1600
Плавка чугуна в вагранке	4—15	300—500	CO = 12 ÷ 21	До 30	0,07—1,5	1350—1450
Нагрев металла в методических печах черной металлургии	16—20	600—900	CO — до 1 %	—	—	—
Сухое тушение кокса	80—120	800	CO = 0,1 ÷ 0,2	6—8	—	—
Шахтная медная плавка	40—80	300—700	SO₂ = 1 ÷ 12 CO = 6 ÷ 15	10—100	15—25	1150—1250
Шахтная никелевая плавка	60—80	400	SO₂ = 0,5 ÷ 1 CO = 15	40—200	24	1200—1300
Шахтная плавка свинцового агломерата	12—20	400	SO₂ — до 1 CO — до 1	60—70	30	1120—1250
Отражательная медная плавка	70—150	1200—1300	SO₂ = 0,5 ÷ 2 CO = 1	20—30	30—50	1200
Обжиг в кипящем слое сульфидных материалов	20—50	850—1000	SO₂ = 12 SO₃ = 0,01	300—500	—	600—1000
Конвертирование медных штейнов	20—50	1100—1200	SO₂ = 6 ÷ 12 SO₃ = 0,1 ÷ 0,2	25—30	—	1200—1250
Кислородно-взвешенная плавка	12—20	1300—1400	SO₂ = 75 ÷ 85 SO₃ = 0,2 ÷ 1	300—350	40—50	1300
Плавка в жидкой ванне	35	1450	SO₂ = 27 ÷ 50	50—60	—	1400
Фьюмингование шлаков	40—60	1100—1300	CO + H₂ = 15	100—150	25—30	1100—1200
Обжиг флотационного колчедана в кипящем слое	20—45	850—920	SO₂ = 13,5 ÷ 14	200—300	8—18 (огарок)	750—800
Сжигание жидкой серы в циклонных печах	18—156	1150—1460	SO₂ = 10 ÷ 15 SO₃ = 0,03	—	—	—
Гидротермическая переработка фосфатов:						
во вращающихся печах	38	1000	HF = 0,3 ÷ 0,6	10	6	250
в циклонных печах	35	1600		10	7 (продукт)	1600
Огневое циклонное обезвреживание сточных вод: производство капролактама	—	980—1000	CO < 0,2	5—7	—	860—870
производство волокна анид	—	950—960	CO < 0,1	—	—	—
Сжигание черного шелока	66—300	1400—1500	—	18—20	—	—

ных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу.

Определение удельного и общего выхода ВЭР:

удельный выход горючих ВЭР

$$q_{\text{уд}}^{\text{Г}} = m Q_{\text{н}}^{\text{Р}};$$

удельный выход тепловых ВЭР

$$q_{\text{уд}}^{\text{Т}} = m (c_1 t_1 - c_2 t_2) = m \Delta h;$$

удельный выход ВЭР избыточного давления

$$q_{\text{уд}}^{\text{Д}} = m A;$$

общий объем выхода ВЭР

$$Q_{\text{вых}} = q_{\text{уд}} M,$$

или

$$Q_{\text{вых}} = q_{\text{час}} \tau,$$

где m — удельное количество энергоносителя (твердого, жидкого или газообразного), кг или м^3 на единицу продукции или на единицу времени работы установки — источника ВЭР (определяется из материального баланса процесса); Q_p — теплота сгорания горючих ВЭР, кДж/кг или кДж/м^3 ; Δh — перепад энтальпий; t_1 и c_1 — температура, $^{\circ}\text{C}$, и теплоемкость, $\text{кДж/(кг} \cdot ^{\circ}\text{C)}$ или $\text{кДж/(м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C)}$, энергоносителя на выходе из установки — источника ВЭР; t_2 и c_2 — температура и теплоемкость энергоносителя при поступлении его на следующую стадию технологического процесса или температура окружающей среды и соответствующая ей теплоемкость; $q_{\text{уд}}$ — удельный выход ВЭР, кДж на единицу продукции, сырья или топлива; $Q_{\text{вых}}$ — общий объем выхода ВЭР, кДж , за рассматриваемый период (месяц, год и др.); M — выпуск основной продукции или расход сырья, топлива за рассматриваемый период; $q_{\text{час}}$ — часовой выход ВЭР; τ — число часов работы установки — источника ВЭР в рассматриваемый период; A — работа изохорного расширения газообразного или жидкого энергоносителя, кДж/кг (см. § 2.5 кн. 2 настоящей серии).

Различают возможную, фактическую и планируемую выработку энергии (теплоты) за счет ВЭР.

Возможная выработка теплоты в виде пара или горячей воды в теплоутилизационной установке за счет ВЭР за рассматриваемый период времени, кДж ,

$$Q_T = Mm(h_1 - h_2) \beta (1 - \xi); \quad (2.24)$$

возможная выработка холода

$$Q_x = Q_T \epsilon, \quad (2.25)$$

где h_1 и h_2 — энтальпии энергоносителя соответственно на входе и на выходе теплоутилизационной установки; β — коэффициент, учитывающий несоответствие режима и числа часов работы утилизационной установки и установки — источника ВЭР ($\beta = 0,7 \div 1$); ξ — коэффициент потерь теплоты теплоутилизационной установкой в окружающую среду ($\xi = 0,02 \div 0,05$); ϵ — холодильный коэффициент, равный отношению количества выработанного холода к количеству затраченной теплоты.

Использование потребителем выработанной теплоты может быть возможным, фактическим и планируемым. Коэффициент использо-

вания выработанной теплоты

$$\sigma = Q_n / Q_T,$$

где Q_T — выработка теплоты в теплоутилизационной установке за счет ВЭР; Q_n — использование тепловых ВЭР ($\sigma = 0,5 \div 0,9$).

Возможная выработка электроэнергии на конденсационной турбине при использовании пара высоких параметров, полученного в утилизационной установке за счет ВЭР, $\text{кВт} \cdot \text{ч}$, за рассматриваемый период

$$W = Q_T / q_k. \quad (2.26)$$

где q_k — удельный расход теплоты на производство электроэнергии в конденсационной турбине ($q_k = 9500 \div 10\,500$ $\text{кДж/(кВт} \cdot \text{ч)}$) (см. § 6.1)].

Возможная комбинированная выработка теплоты и электроэнергии в теплофикационных турбинах:

отпуск теплоты

$$Q_o = Q_T / (1 + \varepsilon q_T); \quad (2.27)$$

выработка электроэнергии

$$W = \varepsilon q_T / (1 + \varepsilon q_T), \quad (2.28)$$

где q_T — удельный расход теплоты на производство электроэнергии на тепловом потреблении ($q_T = 4000 \div 4500$ $\text{кДж/(кВт} \cdot \text{ч)}$, (см. § 6.1)]; ε — удельная выработка электроэнергии на единицу отпущенной теплоты, $\text{кВт} \cdot \text{ч/кДж}$; Q_T — количество теплоты, поступающей на конденсационную турбину.

Возможная выработка электрической энергии в утилизационной турбине за счет избыточного давления

$$W = Mm A \eta_{oi} \eta_m \eta_r, \quad (2.29)$$

где A — работа изохорного расширения газового или жидкого энергоносителя; η_{oi} — отностительный внутренний КПД турбины ($\eta_{oi} = 0,87$ — для газа; $\eta_{oi} = 0,9$ — для жидкости); η_m — механический КПД турбины ($\eta_m = 0,99$); η_r — КПД электрогенератора ($\eta_r = 0,98$).

Экономия топлива за счет использования ВЭР, t условного топлива за рассматриваемый период (год, месяц и др.):

при топливном направлении использования горючих ВЭР

$$\Delta B = 0,0342 Q_n \eta_{ВЭР} / \eta_T, \quad (2.30)$$

где Q_n — использованные горючие ВЭР, ГДж , за рассматриваемый период; $0,0342$ — коэффициент эквивалентного перевода 1 ГДж в тонну условного топлива; $\eta_{ВЭР}$ и η_T — КПД нетто топливоиспользующей установки соответственно при работе на горючих ВЭР и при работе на первичном топливе ($\eta_T = 0,8 \div 0,9$);

при тепловом направлении использования ВЭР

$$\Delta B = b_3 Q_{\text{и}}; \quad (2.31)$$

при выработке холода

$$\Delta B = b_3 Q_{\text{х}} / \epsilon, \quad (2.32)$$

где $Q_{\text{и}}$ — использование тепловых ВЭР; $Q_{\text{х}}$ — выработка холода за счет ВЭР; ϵ — холодильный коэффициент; $b_3 = 0,0342 / \eta_{\text{зам}}$ — удельный расход основного топлива, т/кДж, на выработку теплоты в замещающей котельной установке; $\eta_{\text{зам}}$ — КПД энергетической установки (промышленная котельная, котельная ТЭЦ), с показателями которой сопоставляется эффективность использования ВЭР ($\eta_{\text{зам}} = 0,84 / 0,86$).

При энергоснабжении предприятий от ТЭЦ и за счет использования ВЭР с учетом снижения при этом экономичности работы ТЭЦ

$$\Delta B = Q_{\text{и}} \frac{0,0342}{\eta_{\text{ТЭЦ}}} [1 - \epsilon(q_{\text{к}} - q_{\text{т}})], \quad (2.33)$$

где $\eta_{\text{ТЭЦ}}$ — КПД котельной ТЭЦ.

При силовом направлении использования ВЭР

$$\Delta B = b_3 W, \quad (2.34)$$

где W — выработка электроэнергии или механической работы за счет ВЭР.

При комбинированном направлении использования ВЭР

$$\Delta B = \frac{0,0342 Q_{\text{т}}}{\eta_{\text{ТЭЦ}}} \frac{1 + \epsilon q_{\text{т}} - q_{\text{к}}(\epsilon - \epsilon_{\text{т}})}{1 + \epsilon_{\text{т}} q_{\text{т}}}, \quad (2.35)$$

где $Q_{\text{т}}$ — количество теплоты пара теплоути-

лизационных установок, поступающего на утилизационную турбину; $\epsilon_{\text{т}}$ и $q_{\text{т}}$, ϵ и $q_{\text{т}}$ — соответственно удельная выработка электроэнергии и удельный расход теплоты на выработку электроэнергии на ТЭЦ, использующей ВЭР, и на замещающей ТЭЦ (см. § 6.1).

2.7.2. Установки для регенеративного использования теплоты отходящих газов

Регенерация теплоты отходящих газов в технологическом процессе достигается подогревом отходящими газами компонентов горения, подогревом технологического сырья, а также предварительным термохимическим эндотермическим разложением используемого топлива.

Подогреватели компонентов горения. Классификация подогревателей компонентов горения приведена на рис. 2.25.

Регенераторы с неподвижной насадкой (рис. 2.26) выполняются из огнеупорных материалов и состоят из двух частей, которые попеременно омываются греющими газами и нагреваемой средой. В подогревателях этого типа достигим наивысший уровень нагрева компонентов горения (до 1700 °С против 700—800 °С у металлических рекуператоров). Однако подогреватель имеет громоздкую насадку и сложные переключающие устройства. Из-за периодического характера работы насадки температура нагреваемой среды понижается на 10—15 % и более за цикл. На печах, оснащенных подобными подогревателями, возникают затруднения при попытке осуществить сжигание топлива с малыми избытками окислителя.

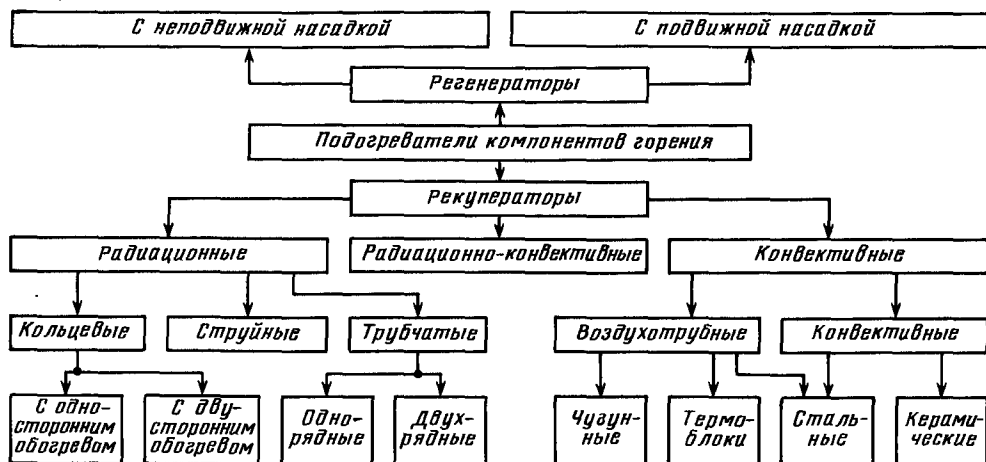


Рис. 2.25. Классификационная схема основных типов подогревателей компонентов горения

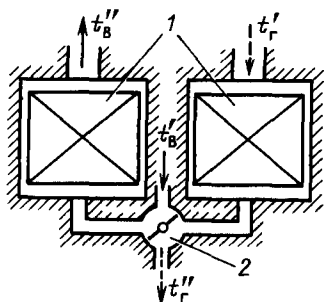


Рис. 2.26. Конструктивная схема регенератора с неподвижной насадкой:

1 — насадка; 2 — переключатель (перекидной клапан); —→— нагреваемая среда и - - - - - греющая среда

При наличии в отходящих газах жидкого технологического уноса со временем происходит разрушение и зашлаковывание насадки.

Из регенераторов с подвижной насадкой широко применяются в промышленности вращающиеся подогреватели (см. п. 1.2.2 кн. 3 настоящей серии). Их набивка состоит из профилированных металлических листов, керамических шариков или перфорированных блоков и отличается высокой удельной поверхностью нагрева (200—450 м²/м³), что определяет компактность этих подогревателей и эффективность их использования при небольших температурных напорах. Однако в них имеют место перетоки нагреваемой среды в греющую (до 25 % и выше), а при работе на запыленных газах они нуждаются в периодической очистке.

К достоинствам радиационных регенераторов (рис. 2.27, 2.28) относятся присущая всем стальным регенераторам высокая газо-

плотность, незначительное аэродинамическое сопротивление на стороне греющих газов и возможность работы при наличии в них жидкого технологического уноса, причем если температура стенки регенератора на 40—50 °С ниже температуры начала шлакования [12], сцепление частиц уноса с поверхностью будет непрочным, что обеспечит периодическое самоочищение регенератора. К недостаткам радиационных регенераторов относятся увеличенный в 3—5 раз занимаемый объем по сравнению с конвективными регенераторами и снижение эффективности работы при температуре греющей среды ниже 600—700 °С и диаметре газохода менее 0,5 м. В технологических установках циклического действия периодическое уменьшение расходов сред в регенераторе приводит к снижению теплоотдачи к нагреваемому теплоносителю в большей степени, чем от греющего, что вызывает рост температуры теплообменной поверхности.

В трубчатых радиационных регенераторах (рис. 2.27, а, б) нагреваемая среда движется внутри труб, вваренных в коллекторы и размещенных по периферии газохода. Использование U-образных труб, приводящее к двухрядной их компоновке, обеспечивает компенсацию температурных удлинений, но снижает тепловую эффективность регенератора из-за уменьшения теплоотдачи к наружному ряду труб.

Кольцевые регенераторы одностороннего обогрева (рис. 2.27, в) изготавливают из концентрических цилиндрических обечаек, подсоединенных к коллекторам. По сравнению с трубчатыми регенераторами эта конструкция предоставляет большую свободу в выборе компоновки регенератора и имеет меньшие

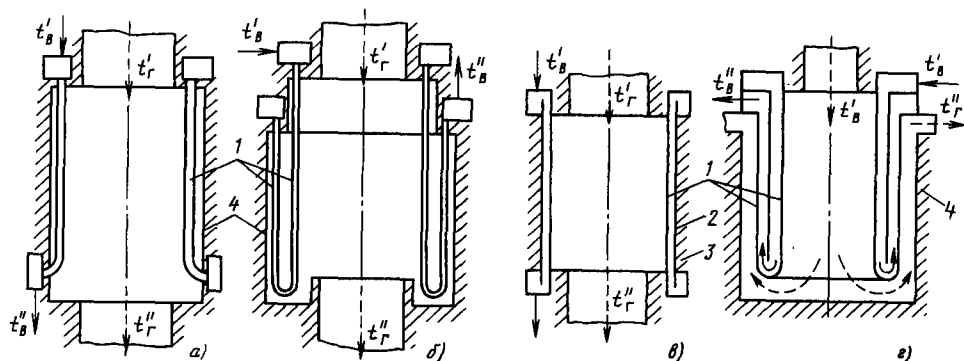


Рис. 2.27. Радиационные кольцевые и трубчатые регенераторы:

а — трубчатый односторонний; б — трубчатый двухрядный; в — кольцевой с односторонним обогревом; г — кольцевой с двусторонним обогревом и двойной циркуляцией нагреваемой среды; 1 — поверхность нагрева (обечайки и трубы); 2 — кожух; 3 — тепловая изоляция; 4 — огнеупорная кладка

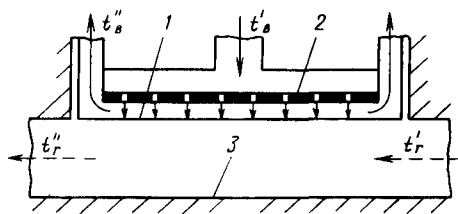


Рис. 2.28. Радиационный струйный рекуператор:

1 — поверхность теплообмена; 2 — перфорированная поверхность; 3 — огнеупорная кладка

тепловые потери в окружающую среду, а отсутствие кладки облегчает замену рекуператора. Однако их металлоемкость в 3—5 раз выше, чем трубчатых, а с увеличением диаметра обечаек понижается их надежность при высокотемпературном подогреве и давлении нагреваемой среды выше 5—6 кПа. У кольцевых рекуператоров с двусторонним обогревом (рис. 2.27, з) металлоемкость ниже, чем при одностороннем обогреве, но максимальная температура стенки при прочих равных условиях выше.

Кольцевые и трубчатые рекуператоры с двойной циркуляцией нагреваемой среды (рис. 2.27, з) хотя и более металлоемкие, но обладают повышенной надежностью вследствие интенсификации внутреннего теплообмена за счет переизлучения с теплообменной поверхности на разделительную стенку и хорошей компенсации температурных удлинений.

Радиационные струйные рекуператоры (рис. 2.28) имеют повышенную тепловую эффективность за счет замены продольного обтекания теплообменной поверхности нагреваемой средой струйным, однако это преимущество уменьшается, если рекуператор комплектуется из нескольких последовательно соединенных

по нагреваемой среде секций, что неизбежно при высокотемпературном подогреве.

Конвективные чугунные рекуператоры собирают из литых труб с иглами на внутренней и ребрами на наружной стороне [31], что обеспечивает высокий коэффициент теплопередачи и компактность, но одновременно исключает их использование на запыленных газах и при высоких температурах греющей среды (из-за обгорания ребер). Кроме того, фланцевые соединения труб понижают их газоплотность (до 20—30 % утечек).

Термоблоки представляют собой пучок стальных труб, по которым движется нагреваемая среда, залитых чугуном с образованием каналов для прохода греющей среды [31]. Бронирование труб чугуном обеспечивает термоблокам высокую надежность, а сварные соединения труб — газоплотность, но термоблоки отличаются громоздкостью и большой металлоемкостью. Применение термоблоков, как и всех конвективных рекуператоров, исключено при температуре греющей среды, превышающей температуру начала размягчения технологического уноса.

Стальные воздушотрубные рекуператоры представляют собой пучок труб, присоединенных к коллекторам. Их применение благодаря поперечному обтеканию труб греющей средой, энергетически более выгодному, чем продольное, позволяет осуществить работу печи без принудительной тяги. Однако по сравнению с газотрубными рекуператорами они более подвержены абразивному износу и загрязнению при работе на запыленных газах. Рекуператор из прямых труб (рис. 2.29, а) прост по конструкции, но неодинаковые температурные удлинения труб могут приводить к их деформациям и нарушениям сварных швов, особенно в условиях переменного теплового режима. В петлевом рекуператоре (рис. 2.29, б) ком-

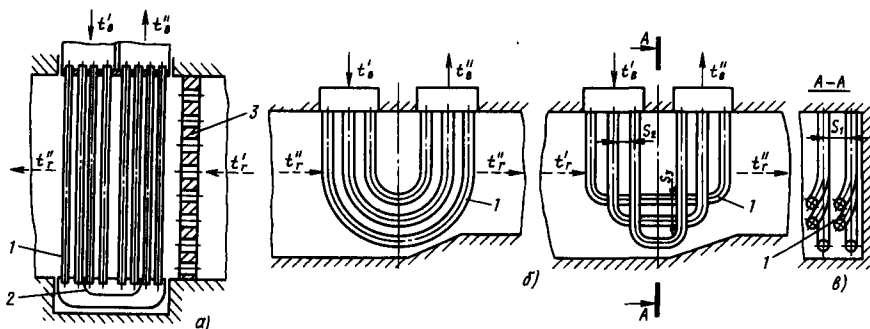


Рис. 2.29. Конвективные воздушотрубные рекуператоры:

а — из прямых труб; б — петлевой из U-образных труб; в — петлевой из П-образных труб; 1 — поверхности нагрева (трубы); 2 — направляющие перегородки; 3 — защитная решетка

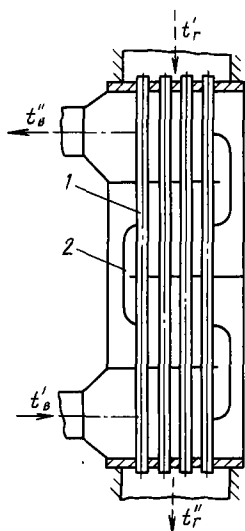


Рис. 2.30. Конвективный газотрубный рекуператор:

1 — поверхность нагрева (трубы); 2 — направляющие перегородки

пенсация температурных удлинений обеспечения, но из-за разных длины и поверхности труб нагреваемая среда по трубам распределяется неравномерно, что снижает тепловую эффективность и надежность. Трубы рекуператора (рис. 2.29, в) при равенстве шагов S_2 и S_3 имеют одинаковые длину и поверхность, однако здесь поперечный шаг S_1 больше, а интенсивность внешнего теплообмена вследствие замены поперечного обтекания продольным на части длины труб ниже.

Стальные газотрубные рекуператоры (рис. 2.30) обычно выполняют одноходовыми по греющей среде и многоходовыми по нагреваемой. Из-за пониженной газоплотности кожуха они менее пригодны для нагрева газообразного топлива.

Керамические рекуператоры изготавливают из фасонных элементов [31]. Главное их достоинство — возможность высокотемпературного подогрева (до 800°C и выше) без использования дефицитного жаростойкого металла. Однако температурные расширения приводят к нарушению газоплотности многочисленных стыков элементов рекуператора и утечкам до 40—50 %. Рекуператоры имеют низкий коэффициент теплопередачи [4—10 Вт/(м²·К)] и громоздки.

В комбинированных радиационно-конвективных рекуператорах радиационная и конвективная ступени совмещены в одном газоходе или кожухе, что позволяет при работе на высокотемпературных относительно чистых

греющих газах осуществить высокотемпературный подогрев без использования принудительной тяги.

В последние годы разработаны конструкции регенеративных и рекуперативных горелок [8]. Они снабжены индивидуальными теплообменниками, в том числе и встроенными непосредственно в горелку. Регенеративные горелки устанавливают на печи попарно, и они работают попеременно. Просасывание продуктов горения через горелки осуществляется эжекцией частью холодного воздуха или дымососом. При использовании этих горелок отсутствуют потери теплоты нагретым теплоносителем, экономятся площади в цехе и повышается надежность подогрева за счет увеличения числа теплообменников. Горелки работают только на чистых газах и в печах, в которых отсутствует параллельное движение газов и технологического материала. При высокотемпературном подогреве сильно возрастают габариты горелок.

Тепловой расчет стальных рекуператоров. Методика теплового расчета чугунных, керамических рекуператоров и термоблоков изложена в [31]. Цель расчета стальных рекуператоров — определение площади поверхности нагрева и максимальной ее температуры, необходимой для выбора марки стали. Известными являются вид и расход топлива на холодном дутье $B_{\text{хол}}$, м³/с (кг/с), состав отходящих газов, температуры газов на выходе из печи T''_g , К, и воздуха перед рекуператором T'_a и перед горелками, конструктивная схема рекуператора и некоторые его геометрические характеристики. Диаметр труб в трубчатых подогревателях обычно выбирают в интервале 30—75 мм при толщине стенки 2—3,5 мм. Толщина стенок обечаек кольцевых рекуператоров 6—10 мм. В радиационных рекуператорах трубы размещают с шагом 1,5—2 их диаметра.

Температуры греющей среды перед рекуператором T'_g и нагреваемой за рекуператором T''_g определяются с учетом присосов в газоходе и потерь теплоты по трактам теплоносителей. Температура дымовых газов за рекуператором T'_g находится из уравнения теплового баланса

$$(h'_g - h''_g) \eta_1 \eta_2 = h''_g - h'_g,$$

где $h = \sum v_i c_p t$ — удельная энтальпия теплоносителя, кДж/м³ топлива (кДж/кг топлива); v — удельный расход компонента теплоносителя, м³/м³ топлива (м³/кг топлива); c_p — средняя удельная теплоемкость компонента теплоносителя, кДж/(м³·°C); t — температура теплоносителя, °C; индексы «г» и «в» относятся к отходящим газам и воздуху; один и два штриха обозначают состояние теплоно-

сителя до и после рекуператора; η_1 и η_2 — коэффициенты, учитывающие выбивание дымовых газов из рабочего пространства печи и теплотери в окружающую среду в рекуператоре. Величина η_1 зависит от размеров, степени герметичности рабочей камеры и давления в ней и для негерметичных камер принимает значения 0,6—0,9, причем нижний предел относится к мелким печам (с площадью пода менее 10 м²), а верхний — к крупным (с площадью пода более 100 м²). Коэффициент η_2 изменяется от 0,7—0,85 при расходе воздуха менее 0,3 м³/с до 0,9—0,99 при расходе более 3 м³/с, нижние пределы относятся к конвективным воздухоотрубным и радиационным трубчатым рекуператорам.

В расчете теплообмена в радиационных рекуператорах вместо температур отходящих газов T'_r и T''_r во всех случаях используют начальную $T'_{г.р}$ и конечную $T''_{г.р}$ расчетные температуры, учитывающие специфику излучения газового объема [37]:

$$T'_{г.р} = (T'_r)^{0,75} (T''_r)^{0,25};$$

$$T''_{г.р} = (T'_r)^{0,25} (T''_r)^{0,75};$$

Осреднение расчетных температур теплоносителей производится по геометрическому закону:

$$\bar{T}_{г.р} = (T'_{г.р} T''_{г.р})^{0,5}; \quad \bar{T}_{в.р} = (T'_в T''_в)^{0,5}.$$

Средний температурный напор в рекуператоре ΔT определяют по формулам и графикам, приведенным в п. 4.2.2, в зависимости от T'_r ($T'_{г.р}$), T''_r ($T''_{г.р}$), $T'_в$ и $T''_в$.

Расход топлива на горячем дутье определяют по формуле, полученной при условии независимости производительности и температуры отходящих газов на выходе из печи от температуры подогрева воздуха:

$$B_{гор} = B_{хол} \left(1 - \frac{\eta_3 h''_в - h'_в}{Q_p + \eta_3 h''_в - h''_в} \right),$$

где Q_p — теплота сгорания топлива, кДж/м³ (кДж/кг); $h''_в$ — удельная энтальпия отходящих газов на выходе из печи при температуре $T''_в$, кДж/м³ (кДж/кг); $\eta_3 = 0,6 \div 0,99$ — отношение удельных энтальпий воздуха перед горелками и на выходе из рекуператора. Значение η_3 зависит от температуры подогрева воздуха, качества тепловой изоляции и разветвленности воздухопроводов.

Расходы теплоносителей V_r и $V_в$, м³/с, определяют из расчета горения топлива с учетом потерь по трактам и шихтового газовойделения и газопоглощения.

Скорости теплоносителей при их средних температурах $\bar{w}_r$ и $\bar{w}_в$ предварительно принимают в соответствии с ожидаемыми суммарными аэродинамическими сопротивлениями трактов обоих теплоносителей. В результате расчета сопротивлений трактов уточняются, и при необходимости расчеты повторяют. Площади проходных сечений для теплоносителей

$$f_r = V_r / \bar{w}_r; \quad f_в = V_в / \bar{w}_в.$$

Расчет теплообмена в конвективных рекуператорах можно производить при среднеарифметических температурах теплоносителей, а в радиационных — лучше для двух сечений (на входе и выходе отходящих газов) с последующим осреднением коэффициентов теплопередачи.

Расчет коэффициентов теплоотдачи конвекцией α^k внутри гладких труб и при поперечном обтекании пучка производится по [32] или по формулам разд. 3 кн. 2 настоящей серии. При наличии в трубах плоских вставок, закрученных с оптимальным шагом, равным семи диаметрам трубы, коэффициенты теплоотдачи и сопротивления трения рассчитывают по формулам А. И. Кунаховича (шаг равен расстоянию, на котором плоскость вставки совершает полный оборот вокруг своей оси)

$$\alpha^k = 6,4 \lambda \text{Re}_s^{0,19} / d_{вн}; \quad \xi_r = 5,92 / \text{Re}_s^{0,53}$$

при $\text{Re}_s < 5400$;

$$\alpha^k = 0,039 \lambda \text{Re}_s^{0,8} / d_{вн}; \quad \xi_r = 2,06 / \text{Re}_s^{0,394}$$

при $\text{Re}_s \geq 5400$, где $\text{Re}_s = \omega d_s / \nu$; ω — среднерасходная скорость потока, м/с; $d_s \approx 0,61 d_{вн}$; $d_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, м; кинематическая вязкость ν , м²/с, и теплопроводность λ , Вт/(м·К), отнесены к средней по сечению температуре теплоносителя; коэффициент ξ_r используется для расчета сопротивления трения Δp_r , Па:

$$\Delta p_r = \xi_r \frac{L}{d_s} \frac{\rho \omega^2}{2},$$

где L — длина трубы, м; ρ — плотность среды, кг/м³.

Методика расчета теплообмена в воздушной щели радиационных кольцевых рекуператоров, учитывающая оребрение внутренней обечайки и перенесение между обечайками, приведена в [31]. В струйных рекуператорах (см. рис. 2.28) коэффициент теплоотдачи от поверхности к натекающим на нее струям определяется при параметрах воздуха перед отверстиями (λ , ν , $T_{в.о}$)

$$\alpha^k = 0,05 \cdot \lambda \text{Re}^{0,72} (T_{сг} / T_{в.о})^{0,08} / d_{о.}$$

где $Re = \omega_0 d_0 / \nu$; ω_0 — среднерасходная скорость воздуха в отверстии, м/с; d_0 — диаметр отверстия, м; $T_{ст}$ — температура теплообменной поверхности, К. При проектировании можно принимать: $d_0 = 5 \div 10$ мм; шаг отверстий $(7,5-8,5) d_0$; расстояние от перфорированной поверхности до теплообменной $(4,5-5) d_0$; $\omega_0 = 10 \div 25$ м/с.

Теплоотдача излучением преобладает в радиационных рекуператорах на стороне отходящих газов, поэтому конвективной составляющей здесь можно пренебречь. Эффективная толщина излучающего объема газов для газотрубного рекуператора равна $l_{зф} = 0,9d_{нн}$, а для воздушотрубных и радиационных — соответственно

$$l_{зф} = 0,9d_{нн} \left(\frac{4s_1 s_2}{\pi d_{нн}^2} - 1 \right);$$

$$l_{зф} = 1,8D_r / (2 + D_r / L_r),$$

где $d_{нн}$ — наружный диаметр труб, м; s_1 и s_2 — поперечный и продольный шаги труб в пучке, м; D_r и L_r — диаметр и длина рекуператорного газохода, м.

Значение D_r известно: для трубчатых рекуператоров оно рассчитывается по принятым скоростям нагреваемой среды, диаметру и расположению труб, а для кольцевых и струйных принимается по конструктивным соображениям. Длина L_r зависит от искомой площади поверхности нагрева, однако погрешность от неточного предварительного задания L_r обычно не вызывает необходимости последующего пересчета.

По значениям $l_{зф}$ и $T_{г.р}$ определяется коэффициент теплового излучения газов ϵ_r (см. разд. 3 кн. 2 настоящей серии).

Коэффициент теплоотдачи излучением α'' , Вт/(м²·К), от чистых газов к поверхности нагрева газотрубных и радиационных рекуператоров

$$\alpha'' = \frac{5,67 \cdot 10^{-8} (\epsilon_r^\infty T_{г.р}^4 - \epsilon_{г.м}^\infty T_{ст}^4)}{\left(\frac{1}{\epsilon_r / \epsilon_r^\infty} + \frac{1}{\epsilon_{л}} - 1 \right) (T_{г.р} - T_{ст})} \eta_4, \quad (2.36)$$

где ϵ_r^∞ и $\epsilon_{г.м}^\infty$ определяют по рис. 2.21. Для радиационных струйных и кольцевых, а также газотрубных рекуператоров $\eta_4 = 1,0$ и $\epsilon_{л} = \epsilon_m = 0,75 \div 0,8$, где ϵ_m — степень черноты стенки рекуператора. Для радиационных трубчатых рекуператоров значение $\epsilon_{л}$ определяется по формулам для варианта 4 (см. п. 2.6.1), а $\eta_4 = s / (\pi d_{нн})$, где s — шаг труб, м.

При наличии в газах значительного коли-

чества технологического уноса в формуле (2.36) $\epsilon_r^\infty = \epsilon_{г.м}^\infty = 1,0$, а ϵ_r следует определять с учетом запыленности газов [18].

Для воздушотрубных пучков в [32] рекомендуется формула

$$\alpha'' = 5,67 \cdot 10^{-8} \epsilon_r (\epsilon_m + 1) (T_g^2 + T_{ст}^2) (T_g + T_{ст}) / 2.$$

Величина α'' зависит от $T_{ст}$, определяемой в результате расчета рекуператора. Поэтому α'' рассчитывают методом последовательного приближения. В некоторых случаях существенное значение имеет излучение из предрекуператорного газохода. Приблизительный учет этого фактора может быть произведен по методике [31, 32].

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К),

$$k = \psi (1/\alpha_r + 1/\alpha_v)^{-1},$$

где α_r и α_v — коэффициенты теплоотдачи от греющих газов и к воздуху; в конвективных рекуператорах величина α_r равна сумме α'' и α'' . Коэффициент ψ учитывает неполноту омывания и загрязнение поверхности нагрева и может быть принят: в радиационных и конвективных воздушотрубных рекуператорах из прямых труб $\psi = 0,8 \div 0,95$; в петлевых $\psi = 0,7 \div 0,9$; в газотрубных — по табл. 1.44 кн. 3 настоящей серии. Средний коэффициент теплопередачи k равен полусумме локальных (на входе и выходе отходящих газов) коэффициентов теплопередачи.

Площадь поверхности нагрева, м² (для трубчатых рекуператоров рассчитывают по среднему диаметру труб),

$$F = Q_v / (1000 \bar{k} \bar{\Delta T}),$$

где Q_v — количество теплоты, переданной нагреваемой среде, кВт.

Для рекуператоров, у которых воздушный тракт размещен внутри газохода, $Q_v = B_{гор} (h'_v - h''_v)$; если воздушный тракт охватывает газовый, $Q_v = B_{гор} (h'_v - h''_v) / \eta_2$.

Температура теплопосредающей стенки, К,

$$T_{ст} = \frac{T_{г.р} + \alpha_v P_v T_v / (\alpha_r P_r)}{1 + \alpha_v P_v / (\alpha_r P_r)}, \quad (2.37)$$

где P_v и P_r — периметры поверхностей со стороны воздуха и газов, м.

Для определения максимальной температуры стенки в формулу (2.37) при противотоке подставляют параметры в сечении рекуператора на входе отходящих газов. При прямотоке следует рассчитать температуры $T_{ст}$ в нескольких сечениях и выбрать из них наибольшую.

В рекуператорах со сложным теплообменом расчет k и $\bar{\Delta T}$ вызывает трудности. В этих случаях площадь F определяется через удель-

ный тепловой поток. Например, теплообмен в рекуператорах со вставками в трубах описывается системой уравнений

$$\left. \begin{aligned} & \alpha^k (T_{\text{вн}} - T_{\text{ст}}) \pi d_{\text{вн}} + \\ & + \alpha^k (T_{\text{вн}} - T_{\text{вст}}) \pi P_{\text{вст}} = \alpha_n (T_{\text{ст}} - T_n) \pi d_n; \\ & \alpha^k (T_{\text{ст}} - T_{\text{вст}}) = C_n \cdot 10^{-8} (T_{\text{вст}}^4 - T_{\text{ст}}^4), \end{aligned} \right\} \quad (2.38)$$

где $T_{\text{вн}}$ и T_n — температуры теплоносителей внутри и снаружи трубы, К; α_n — коэффициент теплоотдачи снаружи к стенке трубы, Вт/(м²·К); $T_{\text{вст}}$ и $P_{\text{вст}}$ — температура, К, и омываемый периметр вставки, м (для цилиндрических вставок $P_{\text{вст}} = \pi d_{\text{вн}}$, для плоских закрученных $P_{\text{вст}} = 2d_{\text{вн}}$); $C_n \approx 3,7$ — приведенный коэффициент излучения, Вт/(м²·К⁴).

Из системы уравнений (2.38) определяется температура стенки $T_{\text{ст}}$. Для кольцевых рекуператоров с двусторонним обогревом система уравнений, описывающая теплообмен с учетом излучения от керамической стенки газохода и между обечайками, имеет аналогичную структуру.

Удельный тепловой поток, Вт/м²,

$$q = \pm \psi \alpha_n (T_{\text{ст}} - T_n).$$

Средний тепловой поток $\bar{q}$ рассчитывают как среднее логарифмическое локальных (на входе и выходе отходящих газов) тепловых потоков. Площадь поверхности нагрева (для трубчатых рекуператоров определяют по d_n)

$$F = Q_{\text{в}} / (1000 \bar{q}).$$

Методика расчета рекуператора с двойной циркуляцией нагреваемой среды приведена в [37].

Аэродинамический расчет рекуператора. Суммарное аэродинамическое сопротивление

при движении теплоносителя в системе рекуператора [2]

$$\Delta p = \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{м}} + \Delta p_{\text{у}} + \Delta p_{\text{г}},$$

где слагаемые Δp , Па, соответственно представляют сопротивления трения, местные, ускорения потока и геометрический напор. Сопротивление Δp составляет часть суммарного аэродинамического сопротивления тракта соответствующего теплоносителя, которое не должно превышать 0,75—0,8 давления (разрежения), обеспечиваемого тягодутьевым устройством. Сопротивления $\Delta p_{\text{т}}$ и $\Delta p_{\text{м}}$ определяют при средней температуре теплоносителя. Методики их расчета при движении теплоносителя внутри труб и при обтекании пучков приведены в [2], для кольцевых рекуператоров — в [31].

Сопротивление ускорения потока

$$\Delta p_{\text{у}} = 4 \frac{T_{\text{в}}'' - T_{\text{в}}' \frac{\bar{\rho} \bar{w}^2}{T_{\text{в}}' + T_{\text{в}}''}}{2},$$

где $\bar{\rho}$ и $\bar{w}$ — плотность, кг/м³, и скорость, м/с, теплоносителя при его средней температуре. При нагревании теплоносителя $\Delta p_{\text{у}}$ положительно, при охлаждении — отрицательно.

Значение $\Delta p_{\text{г}}$, Па, определяется разностью плотностей атмосферного воздуха $\rho_{\text{о.г}}$ и газа ρ , а также высотой газового объема L , м:

$$\Delta p_{\text{г}} = \pm gL (\rho_{\text{о.г}} - \rho),$$

где $g = 9,81$ — ускорение свободного падения, м/с². При движении теплоносителя сверху вниз $\Delta p_{\text{г}}$ положительно, снизу вверх — отрицательно.

Регенерация теплоты отходящих газов при эндотермическом разложении топлива. На рис. 2.31, а приведена принципиальная схема так называемой химической регенерации теплоты отходящих газов, которые используют

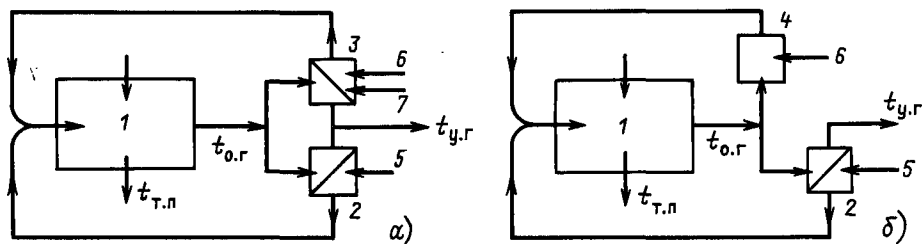
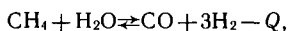


Рис. 2.31. Схемы химической регенерации теплоты отходящих газов при эндотермическом разложении топлива:

а — при паровой конверсии топлива; б — при конверсии топлива в среде отходящих газов; 1 — технологическая камера; 2 — нагреватель окислителя; 3 — реактор для паровой конверсии природного газа; 4 — реактор для конверсии топлива отходящими газами; 5 — холодный окислитель; 6 — топливо; 7 — водяной пар

для эндотермического разложения природного газа (метана) при паровой его конверсии. Теплота Q в количестве $9,21 \text{ МДж/м}^3$, отнятая у отходящих газов для разложения 1 м^3 метана по реакции



дополнительно выделяется в топочной камере при сжигании конвертированного газа [28].

С учетом энтальпий нагретых продуктов конверсии и при условии подогрева отходящими газами окислителя принципиально возможна практически полная регенерация теплоты отходящих газов. Однако при реализации химической регенерации имеет место повышенный удельный расход пара на конверсию по сравнению со стехиометрическим соотношением, возможно сажеобразование в катализирующих насадках реактора и др.

На рис. 2.31, б показана схема регенерации теплоты отходящих газов при конверсии природного газа непосредственно в среде своих продуктов сгорания (*термохимическая регенерация*) [22]. При этом также может быть достигнута высокая степень регенерации теплоты отходящих газов. Основной задачей является обеспечение надежной и эффективной работы устройства для реализации термохимической регенерации.

2.7.3. КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ И ЭЛЕМЕНТЫ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АГРЕГАТОВ

Котлы-утилизаторы и теплоиспользующие элементы энерготехнологических агрегатов (ЭТА) применяют для внешнего энергетического использования теплоты отходящих газов технологических систем, теплоты рабочих тел принудительного охлаждения технологических камер, теплоты технологической продукции, шлаковых отходов и др. В соответствии с ОСТ 108.030.135-84 теплоиспользующие устройства классифицируют по назначению (утилизационные, энерготехнологические); по конструктивному выполнению (водотрубные и газотрубные); по организации теплоиспользования (радиационные, радиационно-конвективные и конвективные); по схеме и компоновке газотрубных котлов (горизонтальные, горизонтальные с барабаном-сепаратором и вертикальные с барабаном-сепаратором); по принципу циркуляции воды (с естественной, принудительной и комбинированной циркуляцией и прямоточные); по компоновке газоходов (П-, Г-, Т-, Л-, U-образные, башенные, гори-

зонтальные и др.); по виду сжигаемого и охлаждаемого технологического материала (например, сжигание сероводородных газов, загрязненных стоков, газов переработки нефти, охлаждение конвертерных газов, отходящих технологических газов, газов сухого тушения кокса и др.); по типу креплений поверхностей нагрева; по типу установки (открытая, полукрытая, закрытая); по способу организации тяги (уравновешенная, под разрежением, с наддувом); по исполнению (для сейсмических и несейсмических районов); по степени освоения в производстве (головные, опытно-промышленные, серийные) [42].

Работа КУ и их отключение практически не оказывают влияния на основной технологический процесс. В ЭТА, вырабатывающих технологическую и энергетическую продукцию, раздельная работа технологических и энергетических элементов невозможна, а при их совместной работе обычно достигаются высокие технологическая и энергетическая эффективность и эксплуатационная надежность [19,28].

При низкотемпературных тепловых отходах (ниже $800\text{--}900^\circ\text{C}$) применяют конвективные газотрубные и водотрубные установки, при высокотемпературных (выше $1100\text{--}1200^\circ\text{C}$) — радиационно-конвективные и радиационные. Характеристики КУ и ЭТА, изготовляемых Белгородским заводом энергетического машиностроения (БЭЗМ), приведены в табл. 2.6.

2.7.4. УСТАНОВКИ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

Ряд технологических процессов в различных отраслях промышленности ведется под давлением, при этом отработавшие в таких процессах газы удаляются в сети низкого давления или сбрасываются в атмосферу. Избыточное давление этих газов можно использовать для выработки электроэнергии в газовых утилизационных бескомпрессорных турбоустановках (ГУБТ). Характерным примером является применение ГУБТ для использования повышенного давления доменного газа. Давление под колошником доменной печи составляет $0,28\text{--}0,35 \text{ МПа}$. При таком давлении возможная мощность ГУБТ, работающей на доменном газе за печью объемом $2700\text{--}3200 \text{ м}^3$, составит $12\text{--}16 \text{ тыс. кВт}$.

Схема установки ГУБТ показана на рис. 2.32. Основные показатели приведены в табл. 2.7. После газовой турбины давление доменного газа $0,015 \text{ МПа}$. Внутренний относительный КПД турбины $0,85$.

Т а б л и ц а 2.6. Котлы-утилизаторы и элементы

Типоразмер	Паропрони- водитель- ность, т/ч	Параметры пара		Поверхность			
		Давле- ние, МПа	Темпе- ратура, °С	радиацион- ная	конвективная	паропере- гревателя	
Газотрубные							
Г-150	0,53	0,5	151*	—	I — 75 II — 75	—	
Г-420	1,0	0,5	151*	—	I — 210 II — 210	—	
Г-950	5,9	0,5	151*	—	I — 475 II — 475	—	
Г-1030БС	11,2	0,5	156*	—	1030	—	
Г-250	3,2	1,4	194*	—	250	—	
Г-250П	3,1	1,4	240	—	250	5	
Г-345	8,1	1,4	194*	—	345	—	
Г-345П	7,9	1,4	260	—	345	10	
Г-550П	11,6	1,4	280	—	550	18	
Г-145Б	4,7	1,4	194*	—	145	—	
Г-1030Б	31	1,4	194*	—	1030	—	
Г-330БИ	9,5	1,4	194*	—	330 + 15	—	
Г-445БИ	15,7	1,4	194*	—	460 + 15	—	
Г-660БИ	23,3	1,4	194*	—	660 + 14	—	
Г-400ПЭ	До 7,5	1,6	230	—	400	18	
Г-420БПЭ	25	1,5	250	—	420	5,7	
Г-60БТ	До 2	1,4	194*	—	60	—	
Г-175БТ	9,5	1,4	194*	—	175	—	
Г-105/300БЦ	7,2—10	0,5	151*	—	I — 105 II — 300	—	
Г-710БЦ	24,58	1,3	194*	—	710	—	
Г-1240БЦИ	57	2,4	223*	—	1240 + 52,5	—	
Г-1250Э	90 (питатель- ная вода)	1	146 (вход 110)	—	—	—	
ВЭ-570	20 (питатель- ная вода)	1,7	175 (вход 105—120)	—	—	—	

энерготехнологических агрегатов [3, 5, 9, 20]

нагрева, м ²		Характеристика используемых газов			Характеристика установки. Область применения
экономайзера	воздухо-подогревателя	Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	
конвективные					
—	—	I — 2,3 II — 2,4	360 250	168 159	КУ, для охлаждения технологических газов с целью конденсации паров серы и получение насыщенного пара
—	—	I — 7,3	280	160	
—	—	II — 7,5	240	155	
—	—	I — 21,9	287	157	
—	—	II — 23,8	373	161	
—	—	78,7	370	194	
—	—	16	600	270	КУ, для использования теплоты технологических и отходящих газов в химической, нефтехимической, металлургической и других отраслях промышленности
—	—	16	600	260	
—	—	40	600	260	
—	—	40	600	250	
—	—	55	600	240	
—	—	8	1200	280	
—	—	50	1200	240	
—	—	15	1200	310	
—	—	25	1200	250	
—	—	35	1200	235	
372 + 283	—	66,5	405	185	КУ, для использования теплоты отходящих газов из газовой турбины в схеме получения слабой азотной кислоты
500	—	56,2	900	105	КУ, для использования теплоты нитрозных газов в схеме получения слабой азотной кислоты
—	—	4,35 (сжигаемые), 14,81 (через котел)	1217	300	ЭТА, для обезвреживания отбросных сероводородных газов с получением серы и технологического пара
—	—	2,33 (сжигаемые), 81,7 (через котел)	1344	300	
—	—	2,6—3,0 (сжигаемые), 8,7—10,1 (через котел)	1280—1300	160	
—	—	42,7 (сжигаемые)	1024—1300	344—370	
—	—	27—37 (сжигаемые), 77,77 (через котел)	1074	370	
—	—				
1250	—	76,6	235	132	КУ, для охлаждения технологических газов с целью конденсации серы и подогрева питательной воды
570	—	25,3	252	131—145	То же (конденсатор — экономайзер)

Типоразмер	Паропроиз- водитель- ность, т/ч	Параметры пара		Поверхность			
		Давле- ние, МПа	Темпе- ратура, °С	радиацион- ная	конвективная	паропере- гревателя	
В-90Б	5	0,8	170*	—	90	—	
В-460Б	6,6	1,4	194*	—	460	—	
<i>Водогрубные</i>							
КУ-40-1	12,9	4,5	385	—	372	43,5	
	13,45	1,8	375	—	372	43,5	
	9,2	1,8	336	—	372	43,5	
КУ-60-2	19	4,5	392	—	Четыре пакета: { I — 46 II — 173 III — 192 IV — 175	70	
	12,8	4,5	370	—			
	19,9	1,8	366	—			
	13,8	1,8	340	—			
КУ-80-3	25,8	4,5	385	—	Четыре пакета: { I — 60 II — 219 III — 244 IV — 221	87	
	17,3	4,5	365	—			
	26,9	1,8	358	—			
	18,4	1,8	336	—			
КУ-100-1	32,6	4,5	382	—	Четыре пакета: { I — 85 II — 285 III — 315 IV — 295	110	
	21,8	4,5	363	—			
	33,9	1,8	360	—			
	23,2	1,8	339	—			
КУ-125	40,8	4,5	385	—	Четыре пакета: { I — 110 II — 370 III — 410 IV — 380	144	
	27,4	4,5	365	—			
	42,4	1,8	365	—			
	29,4	1,8	341	—			
КУ-100Б-1	32,5	1,8	395	—	592	137	
	22,3	1,8	368	—			
	17,3	1,8	348	—			
КУ-150	50,5	4,5	393	—	1459	167	
	34,5	4,5	368	—			

Продолжение табл. 2.6

нагрева, м ²		Характеристика используемых газов			Характеристика установки. Область применения
экономайзера	воздухо-подогревателя	Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	
—	—	25	850	560	КУ, для охлаждения конвертированных газов с получением пара
—	—	60	400	225	
конвективные					
185	—	40	850	248	КУ, П-образная компоновка, МПЦ. Для использования теплоты отходящих газов, после нагревательных, мартеновских и других технологических печей
185	—	40	850	227	
185	—	40	650	216	
247	—	60	850	252	
			650	242	
			850	229	
			650	217	
370	—	80	850	248	
			650	239	
			850	227	
			650	216	
460	—	100	850	242	
			650	220	
			850	242	
			650	220	
615	—	125	850	—	
			650	—	
			850	—	
			650	—	
497	—	100	850	232	
			650	222	
			550	217	
795	—	150	850	213	КУ, П-образная компоновка, МПЦ. Для использования теплоты отходящих газов после нагревательных, мартеновских и других технологических печей
		150	650	212	

Типоразмер	Паропрони- зводитель- ность, т/ч	Параметры пара		Поверхность		
		Давле- ние, МПа	Темпе- ратура, °С	радиацион- ная	конвективная	паропере- гревателя
КСТК-35/40-100	32,4	4	440	—	1300+1600	357
УС-2,6/39	2,6	4	450	—	98,5	18
ПКК-30/24-70-5	До 35	2,4	370	—	537	76
ПКК-30/45А	До 35	4,5	440	—	537	126
ПКК-75/24-150-5	До 75	2,4	370	—	1170	173
ПКК-75/45-150-5	До 75	4,5	440	—	1170	292
ПКК-100/24-200-5	До 100	2,4	370	—	1718	285
ПКК-100/45-200-5	До 100	4,5	440	—	1718	564
КН-80/40	80	4	440	—	872	230,8
КН-85/40	85	4	440	—	870	204
<i>Водотрубные радиа</i>						
РК-12/14Ф	13,6	1,4	210	178,5	326	25
КС-200 ВТКУ-М	11	4,0	440	416,5+19,3		20
КС-450 ВТКУ-М	25	4,0	440	833+38,6		35

Продолжение табл. 2.6

нагрева, м ²		Характеристика используемых газов			Характеристика установки. Область применения
экономайзера	воздухо-подогревателя	Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	
1600	—	100	800	170	КУ, башенная компоновка, подвод газов — нижний, МПЦ, панели газохода — естественная циркуляция. Для использования теплоты при сухом тушении кокса
250	—	8,5	800	165	КУ, прямоточный, спиральные поверхности нагрева — в вертикальном цилиндрическом газоходе. Подвод газов — верхний. Для использования теплоты нитрозных газов в схеме производства слабой азотной кислоты
444	1880	$\frac{46,7^{**}}{17,7}$	1257	190	КУ, с естественной циркуляцией, П-образная компоновка, пакетный. Для сжигания отбросных газов производства технического углерода (совместно с дополнительным топливом)
444	1880	$\frac{46,7^{**}}{17,7}$	1257	190	
855	3620	$\frac{93,5^{**}}{35,4}$	1257	190	
855	3620	$\frac{93,5^{**}}{35,4}$	1257	190	
1422	5720	$\frac{140^{**}}{53}$	1257	190	
1422	5720	$\frac{140^{**}}{53}$	1257	190	
940 942 + 870	— —	200 200	850 850	200 190	КУ, вертикальная компоновка, МПЦ. Для охлаждения нитрозных газов при производстве слабой азотной кислоты
<i>ционно-конвективные</i>					
445	—	40	790	210	КУ, с естественной циркуляцией, с газоплотными цельносварными газоходами. Для охлаждения газов после вращающихся печей в производстве обесфторенных фосфатов
— —	— —	20 44	900 900	450 450	ЭТА, с естественной циркуляцией. Испарительные ширмы расположены в вертикальной шахте. Подвод газа — верхний. Устанавливается за печами обжига сериого колчедана в кипящем слое. Часть испарительной поверхности расположена в кипящем слое

Типоразмер	Паропроиз- водитель- ность, т/ч	Параметры пара		Поверхность		
		Давле- ние, МПа	Темпе- ратура, °С	радиацион- ная	конвективная	паропере- гревателя
СЭТА-Ц-100-1М	11,3	4,0	375		150	75
СЭТА-Ц-100-2М	13,1	4,0	410 440		170	150
ПКС-Ц-10/40	9,5	4,0	354	25,3	40	23,2
РКС-75/40	75	4,0	440		700	1000
СРК-350	51,5	4,0	440	1840	665 (фестон)	1330 550 109
СРК-700	102	4,0	440	2705	1277	2660 1100 218
СРК-700	102	4,0	440	2705	1277	2660 1100 218
СРК-1400	203	4,0	440	7205	2248	2998 1462 438
ВОКГ-80-2 (конвертер емкостью Е-80т)	Вода (485,7 ГДж/ч)	3,3	206	674 (1628)	—	—
ОКГ-130 (Е-130 т)	0—345	4,0	249*	1832 (2222)		—
ОКГ-130 бд (Е-200 т)	0—345	2,0—4,0	211— 249*	1832 (2222)		—
ОКГ-180 (Е-180 т)	60—138	4,7	259*	2124 (1806)		—
ОКГ-250-2 (Е-300 т)	0—250	4,0	249*	815 (810)		—
ОКГ-250-Мбд (Е-250 т)	0—160	1,9	209*	410 (954)	—	—
ОКГ-400 (Е-400 т)	0—285	2,0— 4,0	211— 249*	1241— (1981)	—	—

Продолжение табл. 2.6

нагрева, м ²		Характеристика используемых газов			Характеристика установок. Область применения
экономайзера	воздухо-подогревателя	Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	
—	—	18,36		410	ЭТА, с естественной циркуляцией, цилиндрический, вертикальный, цельносварной с горизонтальной циклонной топкой. Для установки в технологической линии получения серной кислоты из элементарной серы
—	—	26,96		490	
—	—	1,6 (сероводородный газ)	1767	589	ЭТА, с естественной циркуляцией, двухбарабанный, с поворотом газов в горизонтальной плоскости. Для сжигания сероводорода и охлаждения продуктов сгорания
1680	—	155,8	1150	440	ЭТА, с естественной циркуляцией, башенная компоновка, с циклонной топкой. Для сжигания жидкой серы, охлаждения сернистых газов и выработки перегретого пара
980	—	66—300	1400—1500	280—290	ЭТА, с естественной циркуляцией, П-образная компоновка, с жидким удалением расплава. Для сжигания черного шелока, выработки энергетического пара в схеме регенерации химикатов при варке сульфатной целлюлозы
1760 (горизонтальный)	—				
5282 (вертикальный)	—				
8535	—				
—	—	200	1700	1063	КУ, для дожигания и охлаждения газов, выходящих из сталеплавильных конвертеров
—	—	253	1700	750	В охладителях ОКГ-250-2, ОКГ-250-М2, ОКГ-400, ОКГ-130, ОКГ-130бд циркуляция принудительная, в охладителе ОКГ-180 — комбинированная (газоход — естественная циркуляция, кессон — принудительная)
—	—	270	1650	750	
1057	—	130	1700	420	
—	—	200	1600	780	
—	—	200	1700	1100	
—	—	393	1650	1070	
—	—				

Типоразмер	Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		Поверхность		
		Давление, МПа	Температура, °С	радиационная	конвективная	пароперегревателя
РКЖ-25/40	24	4,0	249*	1360		—
РКК-25/40-75	16,7 (с напыльником 22,7)	4,0	249*	196,1	I — 210,2 II — 652,2	—
ЭТА-ЦФ-7Н2	32	4,0	440	266		376
ЦП-60-С-19	40	1,9	380	21,32 + 5,27	21,32 + 5,27	Подогреватели доменного газа
ЦП-60-С-45	40	4,5	445	149,1	149,1	69,4 69,4

* Насыщенный пар.

** В числителе — общий расход газов через котел, в знаменателе — расход отбросных СО-содержащих. Примечание. В типоразмерах газотрубного котла буквы обозначают: Г — горизонтальный; В — пучком; Э — с экономайзером; П — с пароперегревателем; Т — с топкой; С — для серы; Ц — с циклонной пылью — с естественной циркуляцией. МПЦ — многократная принудительная циркуляция.

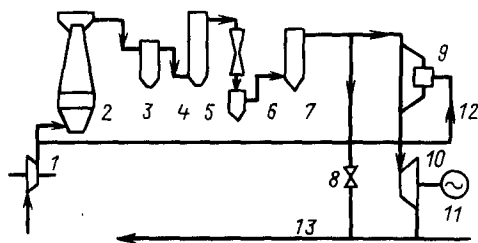


Рис. 2.32. Схема установки ГУБТ:

1 — воздушная дувка; 2 — доменная печь; 3 — пылеуловитель; 4 — скруббер; 5 — трубы распылители; 6 — водоотделитель; 7 — электрофильтр; 8 — автоматическое дроссельное устройство; 9 — смешивающий подогреватель газа; 10 — ГУБТ; 11 — электрогенератор; 12 — воздух на горение в смешивающем подогревателе; 13 — магистраль доменного газа

Таблица 2.7. Газотурбинные утилизационные бескомпрессорные установки

Характеристика	Мощность, МВт		
	6	8	12
Расход доменного газа, отнесенный к 0,101 МПа и 273 К, тыс. м ³	240	260	360
Начальные параметры: давление, МПа	0,16	0,2	0,23
температура, °С	110	110	110

2.7.5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АГРЕГАТОВ

Горючими газами от технологических агрегатов называют газы, которые могут быть использованы в качестве топлива. Теплота сгорания этих газов должна обеспечивать получение температуры сгорания выше температуры их воспламенения. При получении относительно низких температур дожигание газов, необходимое по условиям предотвращения за-

Продолжение табл. 2.6

нагрева, м ²		Характеристика используемых газов			Характеристика установки. Область применения
экономайзера	воздухо-подогревателя	Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	
—	—	35	1200—1250	348—407	КУ, Г-образная компоновка, МПЦ. Для охлаждения технологических газов печи жидкой ванны (ПЖВ) в цветной металлургии
—	—	56	До 850	350	КУ, горизонтальная компоновка МПЦ. Для охлаждения технологических газов за конвертерами медно-никелевого передела
205	1820	35	1880	215	ЭТА, с естественной циркуляцией, П-образная компоновка. Для получения кормовых обесфторенных фосфатов и перегретого пара
	1 — 55 II — 110	Доменный газ 4,6		204	Центральный пароперегреватель для КУ. П-образная компоновка. Для перегрева насыщенного пара
	1 — 55 II — 110	6,3		240	

газов.
 вертикальный; Б — с дополнительным барабаном-паросборником; И — с испарительным предвыключенным камерой сгорания; КУ — котел-утилизатор; ЭТА — энерготехнологический агрегат. Все газотрубные кот-

грязнения окружающей среды, возможно путем дополнительного подвода газа с высокой теплотой сгорания и подогрева воздуха, используемого для горения. Экономически такой

способ дожигания газа оправдывается, если $Q_p^0 > 1600 \text{ кДж/м}^3$. При малом содержании горючих компонентов в газе возможно их окисление путем пропуска смеси газа с воз-

Таблица 2.8. Состав и теплота сгорания горючих газов

Газ	Состав газа, %								Теплота сгорания сухого газа, кДж/м ³
	CH ₄	N ₂	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	H ₂ O	C _m H _n	
Доменных печей, работающих с добавкой природного газа	0,3	55,0	12,5	0,2	27,0	5,0	—	—	3760
Коксовых печей	25,5	3,0	2,4	0,5	39,8	—	—	2,3	16 900
От кислородных конвертеров:									
до газоочистки	—	—	10,0	—	90,0	—	—	—	11 300
после газоочистки	—	13,6	18,66	—	58,6	—	9,14	—	8150
Переработка нефти (пиролиза)	41,0	0,2	0,5	—	0,8	14,0	—	43,0	47 450
Сажевых печей	0,1—2,0	—	—	—	9—14	12—19	—	—	1700—2100
Ферросплавных печей	—	—	—	—	—	—	—	—	9650

духом через раскаленную до 800—1000 °С каталитическую шамотную насадку с площадью поверхности $F_{\text{нас}}$, обеспечивающей соотношение $F_{\text{нас}}/V_{\text{газ}} > 1,5 \text{ м}^2 \cdot \text{с}/\text{м}^3$, где $V_{\text{газ}}$ — объемный расход горючих газов, $\text{м}^3/\text{с}$. Состав и теплота сгорания некоторых горючих газов от технологических агрегатов приведены в табл. 2.8.

При периодическом поступлении горючих газов от технологических агрегатов непрерывное их использование возможно при применении специальных устройств. В СССР предложены и разработаны системы использования конвертерных газов для выработки парнизкого давления и энергетических параметров и электроэнергетики в газотурбинных установках, системы с пароводяными и тепловыми аккумуляторами, а также система использования конвертерных газов для восстановления железной руды в домнах с газопроводом повышенного давления [39].

2.7.6. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

В отходящих газах топок котлов и высокотемпературных технологических агрегатов имеются частицы уноса, которые находятся в твердом, жидком и парообразном состоянии. При условии $t_{0,r}/t_{\text{пл}} > 1$ ($t_{0,r}$ — температура газов за топкой и рабочей камерой; $t_{\text{пл}}$ — температура плавления золы и обрабатываемого материала) преобладающая часть уноса находится в парообразном состоянии. Когда $t_{0,r}/t_{\text{пл}} < 1$, основная часть уноса находится в твердом состоянии.

Для очистки поверхностей нагрева от загрязнений применяют обдувочные устройства, дробеочистку, виброочистку, импульсную очистку [38].

Обдувочные устройства, выпускаемые заводом «Ильмарине», применяют для очистки радиационных и конвективных поверхностей нагрева. Динамическое давление, необходимое для удаления отложений, примерно равно: для неслипшихся отложений — 200—250 Па, для уплотненных отложений — 400—500 Па.

В качестве обдувочного агента применяют пар (насыщенный и перегретый до 350—450 °С) или сжатый воздух при температуре 50 °С. Максимальное давление пара и сжатого воздуха 4 МПа.

Дробеочистку применяют для очистки конвективных поверхностей нагрева, расположенных в вертикальных газоходах. Схема устройства для очистки дробью показана на рис. 2.33.

Установка дробеочистки состоит из нескольких контуров циркуляции дробы (два-

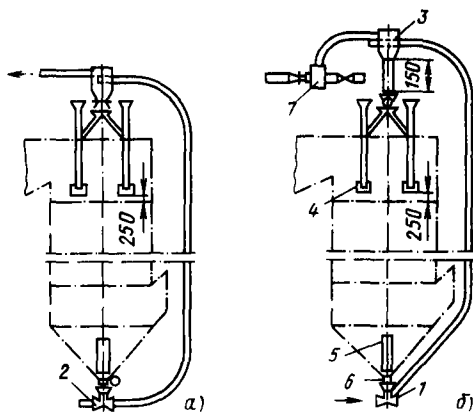


Рис. 2.33. Схемы дробеочистки:

а — напорная; б — всасывающая: 1 — всасывающая насадка; 2 — инжектор; 3 — дробеуловитель; 4 — разбрасыватель дробы; 5 — труба для отделения возврата дробы; 6 — мигалка; 7 — эжектор

три), число которых выбирают в зависимости от размеров и компоновки конвективных поверхностей нагрева. Контур циркуляции с верхним хранением дробы (под давлением) или нижним хранением дробы (под разрежением) состоит из ряда узлов, обеспечивающих работу одного или двух разбрасывателей. Установка выполняется с пневмотранспортом дробы под давлением (с компрессором) или под разрежением с паровым эжектором.

Виброочистка труб котла осуществляется путем их колебания — вибрации с большой частотой. Наиболее эффективна виброочистка вертикальных труб. Для передачи колебаний трубам используются вибраторы эксцентрикового типа С-433-А, С-484, С-788, ИВ-38А и пневмовибраторы ВПН-69-ВТИ.

Вибраторы через виброштанги передают колебания трубам в плоскости змеевиков (рис. 2.34, а) либо в перпендикулярной плоскости. Варианты установок вибраторов показаны на рис. 2.34, б и в.

Вместо охлаждаемой виброштанги могут быть использованы трубы поверхности нагрева, выведенные за обмуровку. Частота вращения вибратора 3000 об/мин. Амплитуда колебаний 3—4 мм. Цикл очистки 2—2,5 мин.

Импульсная очистка основана на ударном воздействии волны газов. Устройство для импульсной очистки представляет собой камеру, внутренняя полость которой сообщается с газоходами котла, в которых расположены конвективные поверхности нагрева. В камеру горения периодически подается смесь горючих газов с окислителем, которая воспламеняется электроискрой. При взрыве смеси в камере повышается давление и образующиеся волны

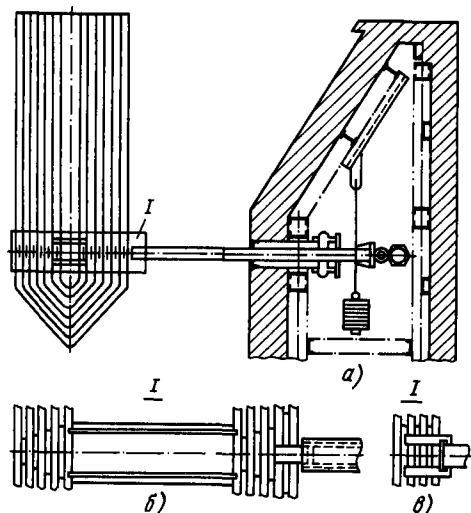


Рис. 2.34. Установка вибратора для очистки труб:

a — общий вид установки; б — вариант узла I с жесткой связью между вибратором и трубами; в — вариант узла I без жесткой связи

газов, распространяясь по межтрубному пространству, очищают поверхности нагрева от загрязнений. В качестве окислителя газов в камере горения используется смесь 10 % кислорода и 90 % воздуха. На каждые 300—350 м² поверхности нагрева КУ устанавливают не менее одной импульсной камеры. Минимальное время выхлопа 2—3 с. Максимальная частота колебаний 0,5—0,3 Гц.

2.8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ И ОТХОДОВ, ЭЛЕМЕНТОВ ОГРАЖДЕНИЯ И НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ВЭР

2.8.1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ ТЕПЛОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Использование теплоты горячего кокса. Кокс, выходящий из коксовой печи, имеет температуру 1000—1100°C. В тепловом балансе системы отопления коксовой печи физическая теплота горячего кокса составляет около 50 %. При распространенном ранее мокром тушении кокса теплота эта полностью терялась. При сухом тушении кокса его физическая теплота полезно используется для получения водяного пара. Принципиальная схема

установки для сухого тушения кокса (УСТК) показана на рис. 2.35.

Горячий кокс из коксоприемного вагона транспортируется к загрузочному устройству тушильного бункера (камеры) и поступает в него через форкамеру — аккумулятор горячего кокса. Назначение форкамеры — обеспечение непрерывной работы УСТК при периодической подаче горячего кокса, а также уменьшение подсоса воздуха или выбивания инертных газов из бункера. В тушильной камере через горячий кокс противоточно продуваются газы (N₂, CO₂), которые охлаждают кокс до 200—250 °С и нагреваются до 800—850 °С. Нагретые газы после пылеосадителя поступают в котел, охлаждаются до 150—170 °С и после пылеулавливающих циклонов дымососом вновь подаются в нижнюю часть тушильного бункера. Коэффициент теплоотдачи конвекцией от кокса к газу, Вт/(м²·К) [19],

$$\alpha_k = 9,7w_0^{0,5}/d_{ср}^{0,33},$$

где w_0 — скорость газов в межкусковом пространстве, м/с; $d_{ср}$ — гидравлический диаметр межкускового пространства, м.

Коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_{л}$ от кокса к газу принимают равным 2,3 Вт/(м²·К).

Продолжительность сухого тушения кокса 2—3 ч. Наряду со значительным улучшением качества кокса при сухом его тушении на 1 т загруженного кокса вырабатывается 0,4—0,45 т пара. Во избежание износа поверхно-

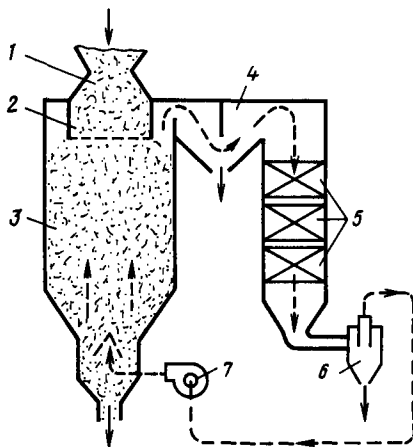


Рис. 2.35. Схема использования физической теплоты горячего кокса:

1 — загрузочное устройство; 2 — форкамера; 3 — тушильная камера; 4 — пылеосадительный бункер; 5 — котел; 6 — пылеулавливающие циклоны; 7 — дымосос

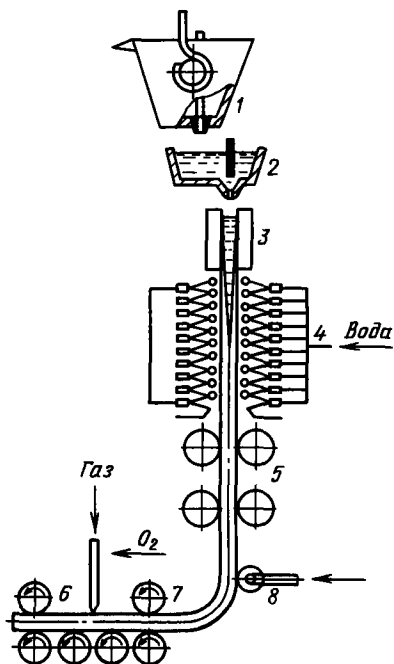


Рис. 2.36. Схема установки непрерывного литья заготовок с использованием теплоты жидкой стали:

1 — ковш; 2 — промежуточная емкость; 3 — кристаллизатор; 4 — оросительные холодильники; 5 — механизм вытягивания заготовок; 6 — газорезка; 7 — рольганг; 8 — ролики-выпрямители

снижает потери теплоты и обеспечивает экономию топлива на отопление колодцев. Возможности эффективного использования теплоты жидкой стали открываются при непрерывной разливке стали с охлаждаемыми кристаллизаторами (рис. 2.36), особенно при применении испарительного охлаждения. При этом на 1 т стали можно получить около 220 кг пара [34].

Использование физической теплоты заготовок. На металлургических заводах прокатные заготовки после обжимных станов имеют температуру около 1000 °С. При охлаждении этих заготовок в штабелях на воздухе теплота их практически теряется. На рис. 2.37 показана схема охлаждения заготовок с использованием их теплоты для выработки пара. Первая ступень охлаждения заготовок (1000—700 °С) осуществляется в камере радиационного охлаждения (КРО), где установлена радиационная трубчатая система, в которой вырабатывается пар давлением 1,8 МПа. В КРО отводится около 40 % теплоты, содержащейся в заготовках. В камере дополнительного охлаждения (КДО) охлаждение заготовок (700—130 °С) осуществляется опрыскиванием их водой [34]. При этом также может быть получен пар. В камерах охлаждения перемещение заготовок осуществляется с помощью шагающих балок.

2.8.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ ОТВАЛЬНЫХ ШЛАКОВ

В рудно-термических процессах в черной и цветной металлургии образуется значительное количество отвальных шлаков. В тепловых балансах доменных и сталеплавильных печей теплота шлаков, выдаваемых при температуре 1350—1750 °С, составляет 3—5 %, а при плавке руд цветных металлов теплота шлаков, имеющих температуру 1200—1400 °С, составляет 25—35 % [28].

Схема теплофикационного использования теплоты шлаков никелевого производства показана на рис. 2.38. Вытекающий из электропечи шлак при температуре около 1300 °С гранулируется оборотной водой. На 1 т гранулируемого шлака получают 3 т горячей воды при температуре 70 °С.

Перспективны схемы использования теплоты расплавленных шлаков при воздушной их грануляции с выработкой пара [28], а также при грануляции их водой с получением пара, используемого в абсорбционных холодильных машинах [19]. Наиболее перспективно комплексное использование шлаков как источника вторичных материальных и энергетических ресурсов.

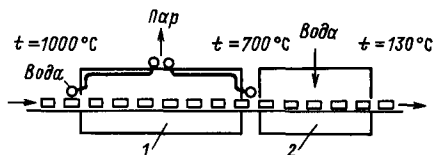


Рис. 2.37. Схема охлаждения заготовок:

1 — камера радиационного охлаждения; 2 — камера дополнительного охлаждения

стей нагрева котла скорость газов должна быть не более 8—10 м/с. Характеристика КУ КСТК-35/40-100, применяемого для использования физической теплоты горячего кокса, приведена в табл. 2.6. Пример расчета камеры для сухого тушения кокса см. в [19].

Использование физической теплоты жидкой стали. Жидкая сталь из сталеплавильных агрегатов уносит около 1300 кДж/кг теплоты. В случае охлаждения слитков в изложницах до температуры окружающей среды теплота эта полностью теряется. Горячий посад слитков (800—900 °С) в нагревательные колодцы

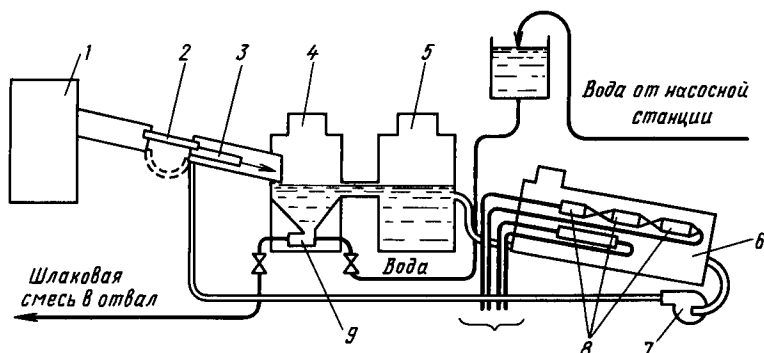


Рис. 2.38. Схема теплофикационного использования шлаков:

1 — электропечь; 2 — кессонированный желоб; 3 — трубопровод гранулирующей воды; 4 — шлакоприемник; 5 — отстойник; 6 — цистерна-аккумулятор горячей воды; 7 — циркуляционный насос; 8 — теплообменники; 9 — шлаковый элеватор

2.8.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ, ИЗЛУЧАЕМОЙ ПЕЧАМИ

Потеря теплоты теплотехнологическими агрегатами от излучения в окружающую среду и наружного охлаждения составляет 1—25 %. Возможная схема использования теплоты, излучаемой корпусом агрегата, на примере вращающейся цементной печи показана на рис. 2.39. Для использования излучаемой теплоты применяются неподвижные кольцеобразные экранирующие теплообменники, устанавливаемые по длине печи. Теплота, теряемая печью, воспринимается циркулирующей в теплообменниках химически очищенной водой, используемой в системе теплоснабжения предприятия. По данным Южгипроцемента применение теплоиспользующих теплообменников приводит к снижению температуры корпуса вращающейся печи на 70—150 °С, что способствует уменьшению его деформации, снижению осевых усилий на опоры, улучшает условия образования обмазки в печи и повышает

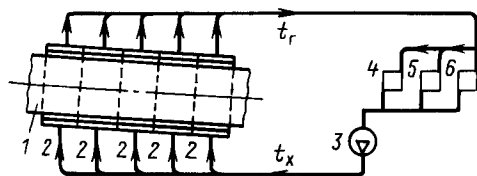


Рис. 2.39. Схема использования теплоты, излучаемой вращающейся печью:

1 — корпус вращающейся печи; 2 — неподвижные кольцеобразные экранирующие теплообменники; 3 — насос; 4—6 — потребители теплоты; t_x , t_r — температура холодной и горячей воды на входе и на выходе экранирующих теплообменников

стойкость футеровки. В зависимости от режима работы печи температура горячей воды на выходе из теплообменника принимается для зимнего периода 80—90 °С, для летнего 45—85 °С, что достигается изменением расхода охлаждающей воды. Для цементной печи 5×185 м тепловая мощность теплоиспользующей установки составляет $(12,5 \div 14,6) \cdot 10^3$ МДж/ч и дает экономию топлива по замещающей котельной около 5600 т/год. По указанной схеме возможна организация использования теплоты, излучаемой другими теплотехнологическими агрегатами.

2.8.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ ОТ ОХЛАЖДАЕМЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЕЧЕЙ

Используемые в промышленности системы испарительного охлаждения элементов печей [1] подразделяют на системы с естественной и принудительной многократной циркуляцией. Системы выполняются с индивидуальными контурами циркуляции или в комбинации с контурами циркуляции КУ (рис. 2.40).

В индивидуальных системах с естественной циркуляцией в пламенных печах обычно получают насыщенный пар до 1,8 МПа, в шахтных печах — до 0,8 МПа. В системах с циркуляционным контуром, комбинированным с КУ, предусматривается выработка пара с давлением до 4,5 МПа и температурой 450 °С. Для систем низкого давления в качестве питательной воды используют химически очищенную и деаэрированную воду.

Количества теплоты, передаваемой охлаждаемым элементам рабочей камеры различных печей, приведены в табл. 2.9.

Т а б л и ц а 2.9. Теплота, передаваемая охлаждаемым элементам печей

Печь	Охлаждаемые элементы	Общая отводимая тепловая мощность		Плотность теплового потока, кВт/м ²	
		% в тепловом балансе	МВт	средняя	максимальная
Доменная	Плнтовые холодильники	3—5	5—10	1,5—3	20—25
	Холодильники распара	—	—	6—10	20—25
	Холодильники запечиков и фурменной зоны	3,5	5—10	20—25	50—60
Мартеновская	Дутьевые фурмы	—	—	300—400	500—600
	Пятавые балки, рамы завалочных окон, фурмы и газовые кессоны:				
	оголенная поверхность	15—20	3,5—6	250—350	500—600
Методическая	футерованная поверхность	—	—	20—30	50—80
	Глиссажные и опорные трубы	10—15	1,5—3	15—25	40—60
	Вертикальные кессоны	15—25	5—7	20—50	—
Шахтная ва-тержакетная	Системы конструкций электродов	15—20	5—6	30—50	100
Электроплавильная	Система конструкций	2—3	0,6—0,8	20—30	60—80
Электроферросплавная					

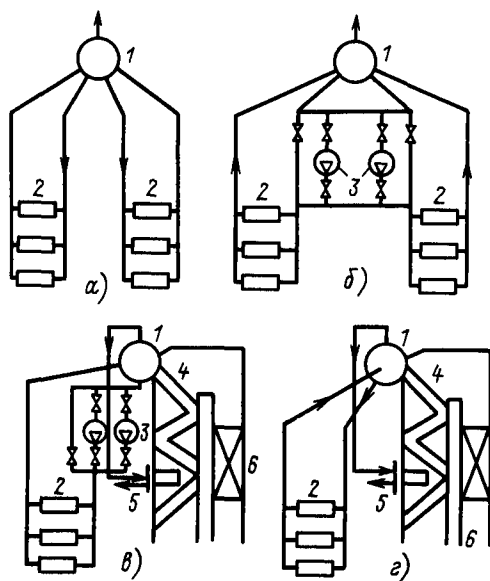


Рис. 2.40. Принципиальные схемы испарительного охлаждения элементов печей:

а — с естественной циркуляцией; б — с МПЦ; в — с МПЦ; г — комбинированная с котлом с естественной циркуляцией; 1 — барабан; 2 — охлаждаемый элемент; 3 — циркуляционный насос; 4 — конвективные поверхности нагрева котла; 5 — пароперегреватель; 6 — воздухоподогреватель.

Целью расчета системы испарительного охлаждения является выбор конструктивных характеристик системы и условий охлаждения элементов, обеспечивающих безаварийную работу системы. Предельно допустимые температуры наружной поверхности труб из стали 20 составляет 450 °С, из стали 12Х1МФ при удельной тепловой нагрузке более 350 кВт/м² — 540 °С.

При расчете температуры стенки элементов коэффициент теплоотдачи от стенки к пароводяной смеси α_2 при давлении ее 1—5 МПа, тепловосприимчивости элемента до 600 кВт/м² и паросодержании 30—35 % определяется по минимальным коэффициентам теплоотдачи, приведенным для вертикальных труб в табл. 2.10.

Т а б л и ц а 2.10. Коэффициенты теплоотдачи от стенки к пароводяной смеси

Тепловой поток, кВт/м ²	Коэффициент теплоотдачи, кВт/(м ² ·К), при массовой скорости смеси, кг/(м ² ·с)		
	1000	1500	2000
930	1,2/1,3	2,0/2,2	2,8/3,0
700	1,8/2,0	2,8/3,0	3,6/4,0
470	2,8/3,0	4,0/4,4	5,5/5,9
230	4,9/5,2	6,2/6,8	8,0/8,8

Примечание. В числителе — при 1 МПа, в знаменателе — при 4 МПа.

Для горизонтальных труб минимальный коэффициент теплоотдачи, кВт/(м²·К), зависит от диаметра труб и определяется для изолированных труб из выражения

$$\alpha_{\text{гор}} \approx \alpha_{\text{мин}} (0,015d),$$

где $\alpha_{\text{мин}}$ — минимальный коэффициент теплоотдачи, определяемый по табл. 2.14; d — диаметр трубы, м.

2.9. КОНСТРУКЦИИ И МЕТОДЫ РАСЧЕТА ОГРАЖДЕНИЙ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

2.9.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОГРАЖДЕНИЙ И ОГНЕУПОРОВ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ВЫБОРУ

Ограждение — конструктивная часть ВТУ, предназначенная для отделения высокотемпературной зоны от окружающей среды и удовлетворяющая в той или иной мере предъявляемым общим требованиям: обеспечению длительной и надежной работы с сохранением строительной прочности в течение всей межремонтной кампании; наибольшему ограничению потерь теплоты; высокой газоплотности и экономичности [42, 43].

По способу изготовления и конструкции ограждения делятся на четыре типа.

1. *Однослойная огнеупорная кладка (футеровка)* (рис. 2.41, а), выполняется из штучных огнеупорных изделий вперевязку, конструктивно наиболее проста, но отличается большими толщиной и массой, высокой теплоаккумулирующей способностью и значительной потерей теплоты в окружающую среду. Большие напряжения сжатия у основания конструкции ограничивают высоту и рабочую температуру эксплуатации [24,25].

2. *Многослойная обмуровка* (рис. 2.41, б) — совокупность стойкого к разрушающим воздействиям огнеупорного слоя, одного-двух слоев тепловой изоляции (высоко- и низкотемпературной) и герметизирующего слоя (уплотняющей обмазки, металлической обшивки). Огнеупорное покрытие толщиной от 1 до 15 мм, нанесенное с горячей стороны, повышает стойкость и длительность межремонтной кампании. В обмуровке функции слоев разделены; она существенно менее массивна, тоньше, обеспечивает снижение потерь теплоты, дешевле и экономичнее [21].

Качество огнеупорной кладки определяется толщиной швов между штучными изделиями: чем ответственной кладка, тем тоньше швы.

Толщина швов в зависимости от требуемого качества огнеупорной кладки:

Категория кладки . . .	I	II
Тщательность кладки . . .	Особо тщательная	Тщательная
Толщина шва, мм . . .	Менее 1	1—2

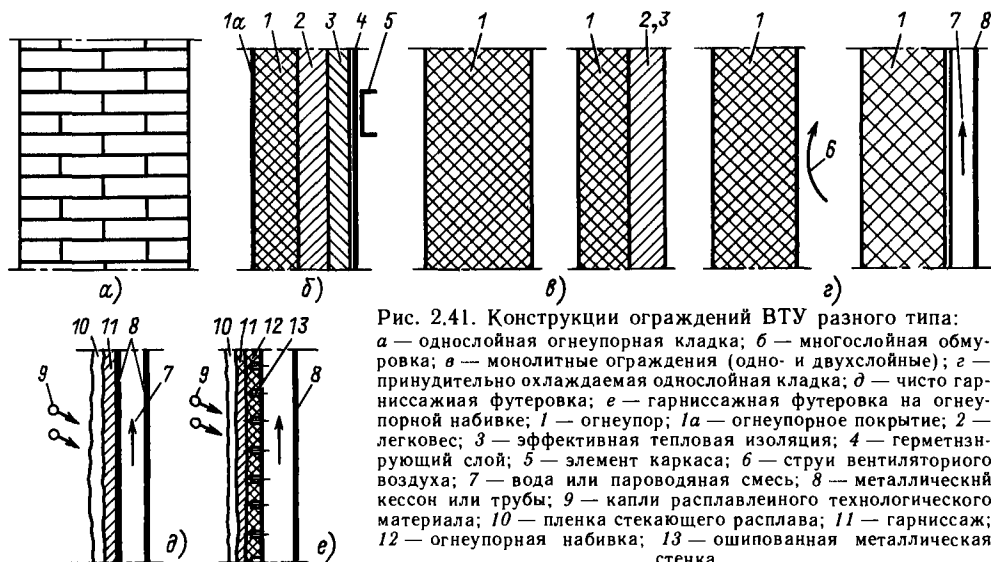


Рис. 2.41. Конструкции ограждений ВТУ разного типа: а — однослойная огнеупорная кладка; б — многослойная обмуровка; в — монолитные ограждения (одно- и двухслойные); г — принудительно охлаждаемая однослойная кладка; д — чисто гарниссажная футеровка; е — гарниссажная футеровка на огнеупорной набивке; 1 — огнеупор; 1а — огнеупорное покрытие; 2 — легковес; 3 — эффективная тепловая изоляция; 4 — герметизирующий слой; 5 — элемент каркаса; б — струи вентиляционного воздуха; 7 — вода или пароводяная смесь; 8 — металлический кессон или трубы; 9 — капли расплавленного технологического материала; 10 — пленка стекающего расплава; 11 — гарниссаж; 12 — огнеупорная набивка; 13 — ошпорованная металлическая стенка

Продолжение

Категория кладки . . .	III	IV
Тщательность кладки . .	Обыкновенная	Простая
Толщина шва, мм . . .	2—3	3—4

В обоих названных типах связывание штучных изделий в огнеупорной кладке производится различными способами [12]:

1) кладка всухую — наиболее трудоемка, требует высокой квалификации каменщиков, точности формы и размеров изделий, но обеспечивает наиболее тонкий шов и высокую плотность (под ваннх печей);

2) кладка на мертельных растворах — наиболее распространена и универсальна. Растворы составляют из тонкого огнеупорного порошка (мертеля), пластифицирующего компонента, связующей добавки и воды. Чем тоньше требуется шов, тем более жидкий мертельный раствор применяют;

3) прокладка между огнеупорными изделиями тонких (до 1 мм) железных пластин, которые при высокой температуре окисляются и прочно связывают их в монолит. Применяется для скрепления основных огнеупоров (периоклазохромитовые своды печей).

3. Монолитные ограждения (рис. 2.41, в) дешевле огнеупорной кладки, позволяют механизировать и ускорить сооружение и ремонт, снизить трудозатраты и выполнить конструкции любых размеров и формы, хорошо сочетающиеся с охлаждаемыми металлическими поверхностями; удобны при проведении горячего ремонта. Современные монолитные ограждения по свойствам близки к соответствующим штучным огнеупорным изделиям или превосходят их в конструкции и выполняются в виде огнеупорных бетонов или набивных масс [12, 24].

Огнеупорная бетонная смесь содержит зернисто-кусковой (кусками с размерами 0,5—70 мм) безусадочный огнеупорный заполнитель (85—90 %), упрочняющие добавки, вяжущий огнеупорный цемент (до 10—15 %), воду или водные растворы солей, кислот и т. п. (состав и свойства огнеупорных бетонов см. в п. 8.7.3 кн. 1 настоящей серии). Огнеупорные бетоны приобретают строительную прочность в холодном состоянии. Размеры отдельных бетонных блоков или плит ограничены снижением термостойкости и не должны превышать 1—1,5 м. Между ними оставляют температурные швы.

Монолитные элементы могут выполняться двухслойными, с тепловой изоляцией.

Набивные массы состоят из огнеупорного порошка с размером частиц до 10—15 мм

(92—97 % по массе) и 3—8 % связки, плавящейся при высоких температурах (прокатная окалина, металлургический шлак, огнеупорная глина и др.). Набивная масса приобретает рабочие свойства при разогреве ограждения до рабочей температуры, когда она спекается и образует монолит без швов (см. п. 8.7.3 кн. 1 настоящей серии). Футеровка из набивной массы в виде монолита без температурных швов при работе находится в пластическом состоянии и может иметь любые размеры и форму. Набивную массу можно укладывать на слой огнеупора (наварка пода печи) и составлять однослойную конструкцию (набивной свод электропечи).

4. Принудительно охлаждаемые футеровки позволяют обеспечить при высокой форсировке технологического процесса и тяжелых условиях службы длительную и надежную работу ограждений, сократить расход огнеупорных материалов, но при этом существенно возрастает плотность теплового потока через ограждение (до 20—200 кВт/м² и более). Принудительное наружное охлаждение производится воздухом, водой, паровой смесью (испарительное охлаждение), расплавленными солями или металлами. Хорошо защищает ограждение от разрушения затвердевший на охлаждаемой поверхности слой расплавленного технологического материала — гарниссаж [12, 35].

Принудительное охлаждение однослойной кладки (ванная стекловаренная печь, под доменной печи) приводит к снижению температуры огнеупора с горячей стороны (см. рис. 2.46, г), что замедляет его износ и продлевает межремонтную кампанию, но гарниссаж при этом, как правило, не образуется.

Чисто гарниссажная футеровка образуется на охлаждаемой металлической стенке (см. рис. 2.41, д), но прочность ее сцепления и тепловой контакт с холодной стенкой малы, что приводит к периодическому отслоению отдельных участков и их выплыванию, сопровождающемуся локальным тепловым ударом с плотностью теплового потока до 500—800 кВт/м². Чисто гарниссажная футеровка применяется в шахтных печах, загружаемых кусковым абразивным материалом, например в чугуноплавильных вагранках, ватержакетных печах цветной металлургии.

Для современных ВТУ с высокой форсировкой технологического процесса наиболее эффективна гарниссажная футеровка на тонком слое (до 30 мм) огнеупорной набивки (см. рис. 2.41, е), нанесенной на ошпированную трубную или кессонную металлическую конструкцию с испарительным ее охлаждением,

что обеспечивает надежную и длительную работу ограждений.

При конструировании ограждений предпочтительно использование монолитных и приудительно охлаждаемых футеровок [36, 42].

Рабочий огнеупор (см. п. 8.7.3 кн. 1 настоящей серии) подбирают по устойчивости к главному разрушающему фактору в данных конкретных условиях [12, 24].

При воздействии расплавленного технологического материала (наиболее частая причина разрушения футеровки) огнеупор подбирают по шлакоустойчивости в несколько последовательных этапов. Предварительный отбор предпочтительного типа и группы огнеупора ведется по химическому составу минерального расплава (табл. 2.11). Далее из ограниченного круга отобранных типов и групп выбирают наиболее плотный и прочный огнеупор с минимумом стекловидной фазы, предпочтительно с мелкокристаллической макроструктурой (спеченный из тонкого порошка,

самосвязанный или на химической связке), учитывая опыт эксплуатации огнеупоров в аналогичных условиях.

При резкопеременном температурном режиме работы ограждения и отсутствии минерального расплава огнеупор подбирают по термостойкости (см. п. 8.7.1 кн. 1 настоящей серии) согласно рекомендациям табл. 2.12.

Повышенной термостойкостью обладают огнеупоры с однородной крупнокристаллической макроструктурой на кристаллической связке (минимум стекловидной фазы), высокопрочные, с оптимальной общей пористостью (10—18 %). При наличии значительных термических напряжений нежелательно использование крупноблочных и фасонных изделий. Высокой термостойкостью обладают футеровки из набивных масс и гарниссажные. С появлением жидкой фазы в огнеупоре и достижением пластического состояния термостойкость возрастает.

При сочетании переменного теплового ре-

Т а б л и ц а 2.11. Рекомендации по выбору рабочего огнеупора в ВТУ с расплавами [12, 24]

Группа минерального расплава (по В. В. Лапину)	Характеристика химического состава минерального расплава		Рекомендуемые огнеупоры	
	Кислотность*	Основность**	Окислительная газовая среда	Восстановительная газовая среда
Ультракислые Кислые	> 3 1,5—3	< 0,5 1—0,5	Кварцевое стекло, динасовые, алюмосиликатные, корундовые, хромокисные, цирконистые	Динасовые (до 1600 °С), шамотные (до 1400 °С), корундовые (до 1800 °С), карбидкремниевые, углеродистые
Средние	1—1,5	1,5—1	Алюмосиликатные, хромитовые, хромокисные	Углеродистые, алюмосиликатные, хромитовые (до 1500 °С)
Основные Ультраосновные	0,5—1 < 0,5	2,5—1,5 > 2,5	Магнезиальные, магнезиально-известковые, магнезиально-силикатные	Углеродистые, магнезиальные (до 1450 °С), хромитопериклазовые (до 1500 °С), периклазошпинелидные, смолодоломитовые
Расплавленные металлы	—	—	Корундовые, муллитовые, магнезиальные, хромитовые, хромито-периклазовые, цирконистые, углеродистые, смолодоломитовые, оксидные	

$$* K = \frac{SiO_2 + P_2O_5 + \dots}{FeO + CaO + Na_2O + \dots};$$

$$** O = \frac{\sum RO + R_2O}{\sum RO_2 + R_2O_5}.$$

Т а б л и ц а 2.12. Термостойкость огнеупоров и рекомендации по их выбору для ВТУ с переменным температурным режимом [12,24]

Термостойкость	Огнеупорные изделия (число теплосмен)	Допустимый температурный режим футеровки в области хрупкого состояния огнеупора
Неудовлетворительная	Электроплавленные литые, динасовые до 600 °С, периклазовые рядовые, хромокислые (1—2)	Очень медленное изменение температуры во времени ($\leq 5 \div 8$ °С/ч)
Низкая	Хромитовые, динасовые 1-го класса до 600 °С (2—5), талькопериклазовые (2—5), корундовые рядовые (5—8), муллитокремнеземистые (8), периклазовые плотные (3—6), периклазошпинелидные (5—9), хромито-периклазовые (3—5), форстеритовые (3—7)	Умеренная скорость изменения температуры ($\leq 10 \div 15$ °С/ч)
Средняя	Динасовые выше 600 °С, полукислые и шамотные (10—15), периклазовые высокоплотные (11—16)	Средняя скорость изменения температуры (15—50 °С/ч)
Повышенная	Каолиновые, периклазошпинелидные с прямыми связями (15—20), многошамотные (15—50), муллитовые, муллитокорундовые и углеродистые (25), периклазофорстеритовые термостойкие (23—56), карбидкремниевые на связках (25—60)	Высокая скорость изменения температуры (50—100 °С/ч)
Высокая	Цирконовые, углеродистые плотные (50—100), кварцевый брус, карбидкремниевые рекристаллизованные (100—300)	Резкопеременный температурный режим (> 100 °С/ч)

жима с воздействием расплавленного минерального материала огнеупор выбирают с одновременным учетом требований шлакоустойчивости и термостойкости. В этом случае целесообразно применение набивных масс на основе шлакоустойчивого огнеупорного порошка. Эффективно использование огнеупорного покрытия, наносимого на поверхность рабочего огнеупора.

При стабильном тепловом режиме и отсутствии расплава на футеровку воздействуют умеренные термические напряжения и механические нагрузки при высоких температурах. При эрозивном и других механических воздействиях требуется огнеупор с повышенной механической прочностью — литой электроплавленный или плотный, спеченный из тонкого порошка. При небольших механических нагрузках подбор рабочего огнеупора производят по температурам огнеупорности и начала размягчения под нагрузкой в сопоставлении с температурой в рабочей камере. Необходимо подобрать огнеупор, для которого $t_{огн} > t_{р.к}^{макс}$ и $t_{н.р} \geq t_{р.к}^{сп}$. Рекомендуется использовать наименее дефицитные и дорогие огнеупоры, в отдельных случаях можно применять легковесы.

Растет доля производства и потребления высокостойких плавленолитых (бадделейтокорундовые, глиноземистые, алюмосиликатные,

хромкорундовые, хромалюмоциркононовые, магнезиальношпинелидные) и спеченных при высоких температурах из тонких порошков чистых тугоплавких оксидов и некислородных соединений (корундовые, хромокислые, карбидкремниевые и др.) огнеупорных изделий, волокнистых огнеупорных материалов, неформованных огнеупоров. Они используются все шире как в традиционных, так и в новых высокотемпературных форсированных процессах, например в плазменных, в новой энергетике, на АЭС, в МГД-генераторах, для получения особо чистых металлов, стекол, сплавов.

2.9.2. РАСЧЕТ ОГРАЖДЕНИЙ

Расчет базируется на основных положениях теории теплопроводности при стационарных (см. § 3.3 кн. 2) и нестационарных (см. § 3.4 кн. 2) условиях.

Расчет ограждений в стационарном тепловом состоянии. Плотность теплового потока $q_{0.c}$ от ограждения в окружающую среду и температура наружной поверхности $t_{нар}$ однозначно связаны выражением $q_{0.c} = \alpha_{0.c} (t_{нар} - t_{0.c})$, где коэффициенты теплоотдачи от наружной поверхности в окружающую среду в диапазоне $t_{нар} = 25 \div 210$ °С аппроксимированы выражением $\alpha_{0.c} = \alpha_0 +$

+ $a_1(t_{\text{нар}} - 30) - a_2(t_{\text{нар}} - 30)^2 + a_3(t_{\text{нар}} - 30)^3$, в котором постоянные для различно ориентированных поверхностей составляют:

	a_0	$a_1 \cdot 10^3$	$a_2 \cdot 10^4$	$a_3 \cdot 10^6$
пода	9,3	91,5	3,88	1,37
вертикальных стен	9,5	98,15	4,74	1,74
свода	9,7	100	4,43	1,35

При поверочном расчете устанавливают $q_{0.c}$, Вт/м², распределение температуры по толщине обмуровки и проверяют ее работоспособность.

Заданы (рис. 2.42, а) температура внутренней поверхности обмуровки $t_{\text{вн}}$, температура окружающей среды $t_{0.c}$, толщина слоев b_1 , b_2 , b_3 , положение обмуровки в пространстве, материалы слоев и их теплопроводность $\lambda_i = A_i + B_i t_i$ ($i = 1, 2, 3$), предельно допустимые рабочие температуры материалов $t_{\text{раб } i}^{\text{макс}}$ [λ(т) и $t_{\text{раб}}^{\text{макс}}$, см. п. 8.7.5 кн. 1 настоящей серии].

Порядок расчета:

1) задают ряд $t_{\text{нар}}$ в диапазоне 50—200 °С и вычисляют

$$q_{0.c} = \alpha_{0.c}(t_{\text{нар}} - t_{0.c});$$

2) задают приближенные значения t'_1 , t'_2 и для тех же $t_{\text{нар}}$ находят средние температуры слоев

$$t'_{\text{ср } 1} = 0,5(t_{\text{вн}} + t'_1); \quad t'_{\text{ср } 2} = 0,5(t'_1 + t'_2);$$

$$t'_{\text{ср } 3} = 0,5(t'_2 + t_{\text{нар}}); \quad \lambda'_i = f(t'_{\text{ср } i})$$

и общее тепловое сопротивление обмуровки $\Sigma R'_i = b_1/\lambda'_1 + b_2/\lambda'_2 + b_3/\lambda'_3$;

3) для тех же $t_{\text{нар}}$ рассчитывают $q = (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}})/\Sigma R'_i$;

4) строят графики $q_{0.c}(t_{\text{нар}})$ и $q(t_{\text{нар}})$, в точке пересечения которых определяют истинное значение $q_{0.c}$ и $t_{\text{нар}}$;

5) уточняют температуры $t_1 = t_{\text{вн}} - q_{0.c} R'_1$; $t_2 = t_{\text{вн}} - q_{0.c}(R'_1 + R'_2)$ и $t_{\text{ср } i}$; $\lambda_i = f(t_{\text{ср } i})$; $R_i = b_i/\lambda_i$. Если относительное расхождение $|R_1 - R_1'/R_1|$; $|R_2 - R_2'/R_2|$; $|R_3 - R_3'/R_3|$ больше допустимого (как правило, принимают 0,005—0,02), то, задаваясь уточненными значениями t_1 , t_2 и $t_{\text{нар}}$, расчет $q(t_{\text{нар}})$ повторяют и уточняют $q_{0.c}$ и $t_{\text{нар}}$ до тех пор, пока относительное расхождение станет меньше допустимого;

6) проверяют обеспечение условий $t_1 < t_{\text{раб } 1}^{\text{макс}}$ и $t_2 < t_{\text{раб } 2}^{\text{макс}}$. Если одно из них или оба не выполняются, то обмуровка неработоспособна в данных условиях и ее надо изменить

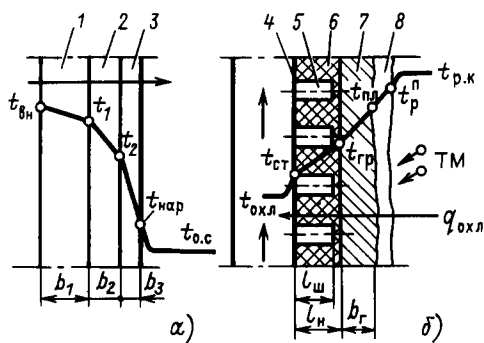


Рис. 2.42. Распределение температуры при стационарном тепловом состоянии по толщине обмуровки (а) и принудительно охлаждаемой гарнисажной футеровки (б):

1 — рабочий огнеупор; 2 — легковес; 3 — теплоизоляционная; 4 — металлическая стенка; 5 — стальные шипы; 6 — огнеупорная набивка; 7 — гарнисаж; 8 — пленка стекающего расплава

При конструктивном расчете устанавливают:

1) толщину слоев тепловой изоляции. При этом задают (см. рис. 2.47, а) толщину рабочего слоя (из условий обеспечения прочности конструкции в течение всей рабочей кампании с учетом износа) b_1 , м; огнеупор и его теплопроводность $\lambda_1 = A_1 + B_1 t$, Вт/(м·К); температуры $t_{\text{вн}}$ и $t_{0.c}$, °С; плотность теплового потока через обмуровку $q_{0.c}$, Вт/м², и соответствующую ей $t_{\text{нар}}$, °С. Выбирают материалы слоев тепловой изоляции 2-го и 3-го и рассчитывают требуемую их толщину.

Порядок расчета:

а) требуемое общее тепловое сопротивление обмуровки, м²·К/Вт, $\sum_{i=1}^3 R_i = (t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}})/q_{0.c}$;

б) тепловое сопротивление слоев тепловой изоляции $R_2 + R_3 = \sum_{i=1}^3 R_i - R_1$, где $R_1 = b_1/\lambda_1$; $\lambda_1 = A_1 + B_1 t_{\text{ср } 1}$ при $t_{\text{ср } 1} = 0,5(t_{\text{вн}} + t_1)$. Методом последовательных приближений уточняют предварительно заданную $t_1 = t_{\text{вн}} - q_{0.c} R_1$;

в) выбирают легковес (см. п. 8.7.3 кн. 1 настоящей серии) из условия обеспечения его работоспособности по $t_{\text{раб } 2}^{\text{макс}} = t_1 + (50 \div 100)$ °С с запасом на износ рабочего огнеупора и эксплуатационные колебания температурного режима, для которого известно $\lambda_2 = A_2 + B_2 t$;

г) выбирают теплоизоляционный материал и задают $t_2 = t_{\text{раб } 3}^{\text{макс}} - (30 \div 70)$, °С. Тогда

$t_{ср\ 2} = 0,5(t_1 + t_2)$ и $\lambda_2 = A_2 + B_2 t_{ср\ 2}$; $R_2 = (t_1 - t_2)/q_{0.c.}$; $b_2 = R_2 \lambda_2$;

д) определяют требуемое тепловое сопротивление слоя 3-го, $m^2 \cdot ^\circ C / Bt$, $R_3 = \sum_{i=1}^3 R_i - (R_1 + R_2)$; $t_{ср\ 3} = 0,5(t_2 + t_{нар})$; $\lambda_3 = A_3 + B_3 t_{ср\ 3}$, $b_3 = R_3 \lambda_3$.

Для практического воплощения конструкции ограждения полученные расчетные толщины слоев b_2 и b_3 должны быть скорректированы с учетом минимальных размеров соответствующих стандартных изделий. Для полученного ограждения надо выполнить поверочный расчет (см. выше), уточнить $t_{нар}$ и $q_{0.c.}$, убедиться в обеспечении условий его работоспособности.

Изложенная методика расчета теплопотерь через плоские ограждения может быть применена к цилиндрическим или искривленным стенам путем введения поправочного коэффициента кривизны φ : $q_{0.c.}^{крив} = q_{0.c.}^{пл} / \varphi$, причем тепловой поток относится к среднему по толщине обмуровки размеру $r_{ср} = 0,5(r_{вн} + r_{нар})$. Значение поправочного коэффициента следующие:

$r_{нар}/r_{вн}$	1	1,4	1,8	2	2,5
φ	1	1,01	1,028	1,04	1,07

Продолжение

$r_{нар}/r_{вн}$	3	4	5	6
φ	1,1	1,158	1,18	1,255

Если кривизна небольшая ($r_{нар}/r_{вн} \leq 2$), то можно принять $\varphi \approx 1$;

2) масса конструкционных материалов в ограждении, кг, $M = \sum_{i=1}^n M_i$, где $M_i = v_i F_i$ — масса i -го слоя ограждения; здесь $v_i = b_i F_i$ — объем i -го слоя ограждения, m^3 ; F_i — площадь конструктивной части, m^2 ;

3) толщина температурных швов. Температурные швы представляют собой преднамеренно оставляемые в процессе сооружения пустоты в ограждении определенной толщины, предназначенные для поглощения внутри конструкции его теплового расширения.

Толщина, м, температурных швов

$$\delta_{ш} = \alpha t_{ср} l_{ш},$$

где α — коэффициент линейного расширения материала, $^\circ C^{-1}$; $t_{ср}$ — средняя температура слоя ограждения, $^\circ C$; $l_{ш}$ — расстояние между температурными швами, м.

Рекомендуется в огнеупорной кладке $l_{ш} \leq 3 \div 4$ м, в ограждении из монолитных блоков $l_{ш} \leq 1,5 \div 2$ м, причем с увеличением тем-

пературы ограждения расстояние между швами надо уменьшать.

Температурные швы в поду ванн печей выполняют мелкими по всей площади вразбежку, либо делают один крупный по периферии ванны. В набивной огнеупорной массе, в кладке боровов и футеровке коммуникаций (для горячего воздуха, дымовых газов) при температуре теплоносителя до $700^\circ C$ температурные швы не выполняют.

Для кладки из стучных огнеупорных изделий разного типа рекомендуется средняя удельная толщина температурных швов $\delta_{ш}/l_{ш}$, мм/м: шамотной, полукислой, каолиновой, карбидкремниевой, шамотной легковеса 5—6; корундовой, тальковой безобжиговой, диначового легковеса 8—10; форстеритовой, диначовой 12; периклазовой, хромитовой, хромитопериклазовой и периклазохромитовой для нагревательных установок 12—14, для плавильных 20—25 [12, 42];

4) параметры принудительно охлаждаемой гарниссажной футеровки. Из условий внешнего теплообмена в рабочей камере к стенке рассчитывают плотность теплового потока через футеровку (см. рис. 2.47, б) при допущении, что в гарниссаже протекают превращения с тепловым эффектом, близким к нулю. Тепловой поток (считая его неразрывным), Bt/m^2 , $q_{охл} = \sigma [T_{р.к}^4 - (T_{р.к}^n)^4] + \alpha_{г-ст}^k (T_{р.к} - T_{р.к}^n)$, где σ — приведенная излучательная способность рабочего пространства на стенку, $Bt/(m^2 \cdot K^4)$; $T_{р.к}$ — температура газового потока или расплава в ванне, омывающего футеровку со стороны рабочей камеры, K ; $\alpha_{г-ст}^k$ — коэффициент конвективного теплообмена между газом и стенкой, $Bt/(m^2 \cdot K)$.

Температура расплава на поверхности стекающей пленки $t_p^n = t_{пл} + \Delta t$, где $t_{пл}$ — температура плавления технологического материала, $^\circ C$; Δt — перегрев, зависящий от вязкости расплава, порядок которого можно оценить по следующим рекомендациям:

Химический состав материалов

Ос-
нов-
ные

Сред-
ние

Кис-
лые

Порядок вязкости расплава μ_p , Па·с

1 10 100

Порядок перегрева Δt , $^\circ C$

10 50 100

Толщина образующегося гарниссажа, м,

$$b_r = \lambda_r (t_{пл} - t_{гр}) / q_{охл},$$

где $t_{гр} = t_{охл} + (R_{наб}^{\Phi} + 1/\alpha_{охл}) / q_{охл}$ — темпера-

тура, устанавливающаяся на границе между огнеупорной набивкой и гарниссажем, °С; λ_r — теплопроводность гарниссажа (застывшего технологического материала), Вт/(м·К); $t_{охл}$ — температура охлаждающего стенку теплоносителя (воды, воздуха, паровой смеси или др.), °С; $\alpha_{охл}$ — коэффициент теплоотдачи от наружной стенки к охлаждающей среде, Вт/(м²·К).

Эффективное тепловое сопротивление слоя огнеупорной набивки, выполненной по металлическим шипам,

$$R_{наб}^{\text{эф}} = R_1 R_2 / [R_1 f_{ш} + R_2 (1 - f_{ш})],$$

где $R_1 = l_{ш}/\lambda_{ш} + (b_n - l_{ш})/\lambda_n$; $R_2 = b_n/\lambda_n$; рекомендуемая плотность ошиповки $f_{ш} = F_{ш}/F_{ст} = 0,1 \div 0,18 \text{ м}^2/\text{м}^2$.

Теплопроводность металла шипа, Вт/(м²·К): для углеродистой стали $\lambda_{ш} = 58,2 - 0,04t$; для хромоникелевой $\lambda_{ш} = 13 + 0,0163t$.

Теплопроводность набивки [35], Вт/(м·К): корундовой ($\rho = 2150 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 0,593 + 90,7 \cdot 10^{-5}t$;

магнезитовой ($\rho = 2300 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 3,78 - 186 \cdot 10^{-5}t$;

хромитопериклазовой ($\rho = 2450 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 1,34 + 52,3 \cdot 10^{-5}t$;

хромитовой ПХМ-1 ($\rho = 3000 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 1,08 + 140 \cdot 10^{-5}t$, ПХМ-6 ($\rho = 2500 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 0,78 + 53,5 \cdot 10^{-5}t$;

карбидкремниевой ($\rho = 2100 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 2,33 + 210 \cdot 10^{-5}t$, ($\rho = 2500 \text{ кг/м}^3$) $\lambda_n = 5,4 + 35 \cdot 10^{-5}t$.

Заданы: состав и теплофизические свойства технологического материала и охлаждающей среды; $t_{пл}$, °С; характерный размер канала d (м), в котором движется охлаждающая среда со скоростью $w_{охл}$, м/с; $t_{охл}$, °С; $f_{ш}$, $l_{ш}$, $d_{ш}$, b_n ; материал и свойства огнеупорной набивки, t_r , °С; параметры рабочей камеры для расчета σ и $\alpha_{г-ст}^k$.

Порядок расчета:

1) рассчитывают σ , $\alpha_{г-ст}^k$ и $q_{охл}$; $\alpha_{охл}$ — по известным зависимостям $Nu = f(Re, Pr)$; $t_{ст} = t_{охл} + q_{охл}/\alpha_{охл}$;

2) предварительно задаются $t'_{гр}$, определяют λ_n при $t_n^p = 0,5 (t_{ст} + t'_{гр})$ и $R_{наб}^{\text{эф}}$;

3) вычисляют $t_{гр}$ и сравнивают с заданной. Если $|t_{гр} - t'_{гр}|/t'_{гр} > \varepsilon = 0,01$, то задаются новым значением $t'_{гр}$ и расчет повторяют;

4) вычисляют толщину гарниссажа b_r . Если $b_r < 0,005 \text{ м}$, то футеровка ненадежная и необходимо изменить $f_{ш}$, материал набивки или другие параметры. Для обеспечения надежной работы гарниссажной футеровки необходимо $b_r > 0,005 \text{ м}$.

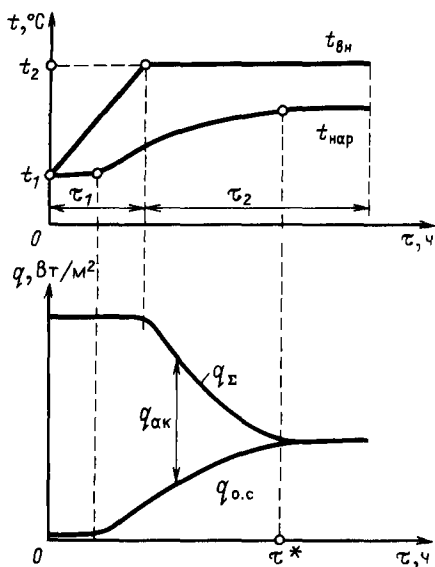


Рис. 2.43. Температурный график и динамика теплопоглощения при разогреве футеровки из холодного состояния

Расчет ограждений в нестационарном тепловом состоянии

1. Теплопоглощение при разогреве ограждения из холодного состояния. Заданы толщины слоев огнеупора b_1 и тепловой изоляции b_2 , их теплофизические свойства, коэффициент теплоотдачи от наружной стенки $\alpha_{нар}$, график разогрева (рис. 2.43). Требуется рассчитать теплопоглощение и длительность разогрева ограждения до стационарного состояния. Теплопоглощение, кДж/м², за рассматриваемое время разогрева $\tau_1 + \tau_2$:

однослойной стенки

$$\tilde{q}_{\Sigma} = \rho_1 b_1 C_1 (t_2 - t_1) \xi \left(\frac{a_1 \tau_2}{b_1^2} \right) \times \\ \times \varphi \left(\frac{a_1 \tau_0}{b_1^2}, \frac{\alpha_{нар} b_1}{\lambda_1} \right);$$

двухслойной стенки

$$\tilde{q}_{\Sigma} = \rho_1 b_1 C_1 (t_2 - t_1) \xi \left(\frac{a_1 \tau_2}{b_1^2} \right) \times \\ \times \varphi \left(\frac{a_1 \tau_0}{b_1^2}, a_2/a_1 \right),$$

где $a_1 = 3,6\lambda_1/(\rho_1 C_1)$ — температуропровод-

ность огнеупора, $\text{м}^2/\text{ч}$; λ_1 и C_1 — при $t_{\text{вн}}^{\text{ср}} = t_1 + (t_2 - t_1) \tau_0 / (\tau_1 + \tau_2)$; $\tau_0 = 0,5\tau_1 + \tau_2$, ч.

Поправочный коэффициент $\xi = 0,94 + 5,24\text{Fo} / (1 + 5\text{Fo})$ при $\text{Fo} = a_1\tau / b_1^2 \geq 0,25$ равен 1. Функция $\varphi(a\tau_0/b_1^2, \alpha_{\text{нар}}b_1/\lambda_1)$, отражающая степень достижения стационарного состояния, для однослойной стенки аппроксимирована зависимостями от $\text{Bi} = \alpha_{\text{нар}}b_1/\lambda_1$:

при $\text{Fo} = 0 \div 0,3$

$$\varphi = 2,27\text{Fo}^{0,478} / (1 + \text{Bi}) +$$

$$+ 5,6\text{Fo} (\text{Bi} - 1) / [(1 + 5,44\text{Fo}) (1 + \text{Bi})];$$

при $\text{Fo} = 0,3 \div 0,7$

$$\varphi = [2,27\text{Fo}^{0,478} +$$

$$+ (0,34 + \text{Fo}) (\text{Bi} - 1)] / (1 + \text{Bi});$$

при $\text{Fo} > 0,7$

$$\varphi = [1,204 + 1,01\text{Fo} +$$

$$+ (0,34 + \text{Fo}) (\text{Bi} - 1)] / (1 + \text{Bi}),$$

а для двухслойной стенки устанавливается по

графикам $\varphi\left(\frac{a_1\tau_0}{b_1^2}, a_2/a_1, b_1/b_2\right)$, представленных на рис. 2.44.

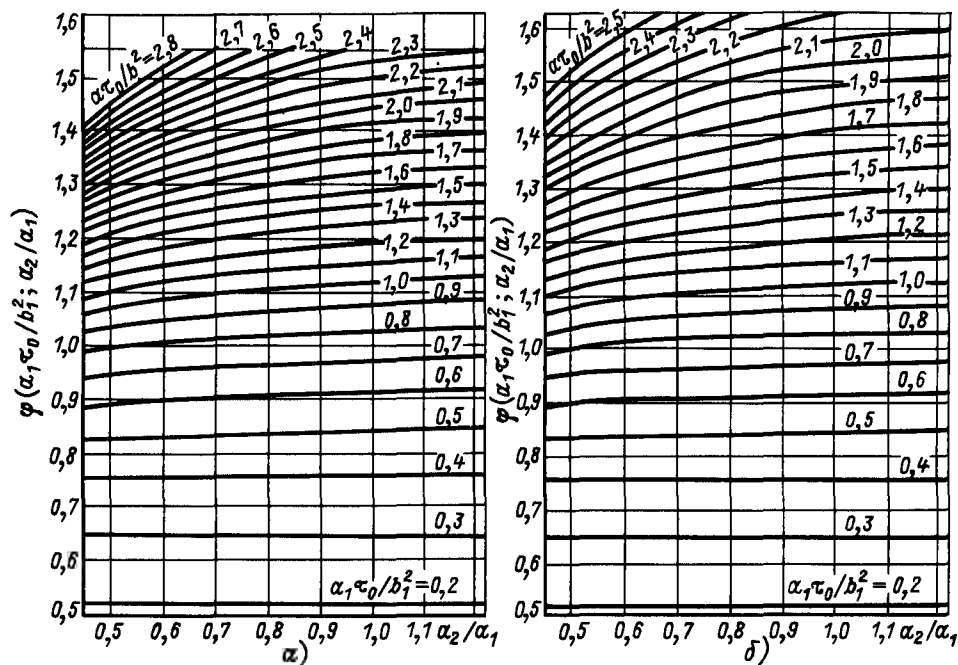


Рис. 2.44. График для расчета теплоглощения двухслойных стенок при $\alpha_{0,c} = 14 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ для $b_1/b_2 = 0,92$ (а) и $b_1/b_2 = 1,84$ (б)

Полученные по двум графикам значения φ' и φ'' (соответственно для $b_1/b_2 = 0,92$ и $1,84$) интерполируются для фактического отношения толщины слоев $\varphi = \varphi' + (\varphi'' - \varphi') (b_1/b_2 - 0,92)/0,92$.

При $\varphi < 1,3$ ограждение находится в нестационарном тепловом состоянии. Поглощаемая стенкой теплота затрачивается на разогрев ограждения (аккумуляцию) и потери в окружающую среду от наружной поверхности $q_{\Sigma} = q_{\text{вк}} + q_{0,c} = f(\tau)$ и меняется во времени

$$(\text{рис. 2.43}), \text{ причем } \bar{q}_{\Sigma} = \int_0^{\tau_1 + \tau_2} q_{\Sigma}(\tau) d\tau.$$

Стационарное состояние наступает при $\varphi^* = 1,3$.

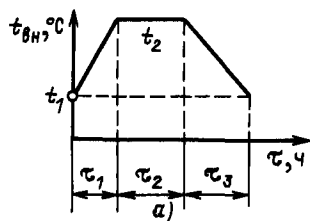
Длительность разогрева ограждения, ч, до стационарного состояния устанавливается

из графиков на рис. 2.44 при $\varphi^* \left(\frac{a_1\tau_0}{b_1^2}, \right.$

$\left. \frac{\alpha_{\text{нар}}b_1}{\lambda_1}, b_1/b_2 \right) = 1,3$, откуда находятся Fo^*

и Fo^{**} соответственно при $b_1/b_2 = 0,92$ и $1,84$ и интерполируются для фактического отношения толщины слоев

$$\text{Fo}^* = \text{Fo}^* + (\text{Fo}^{**} - \text{Fo}^*) (b_1/b_2 - 0,92)/0,92.$$



По известному $Fo^* = \frac{a_1 \tau_0^*}{b_1^2}$ определяют

$$\tau_0^* = Fo^* b_1^2 / a_1 \text{ и } \tau^* = (\tau_1 + t_2)^* = \tau_0^* + 0,5\tau_1.$$

Для расчета теплофизических свойств материалов ограждения при $t_{\theta H}^{cp} = (0,5\tau_1 t_1 + \tau_0^* t_2) / (0,5\tau_1 + \tau_2^*)$ предварительно задается τ_0^* , которое сопоставляется с полученной из

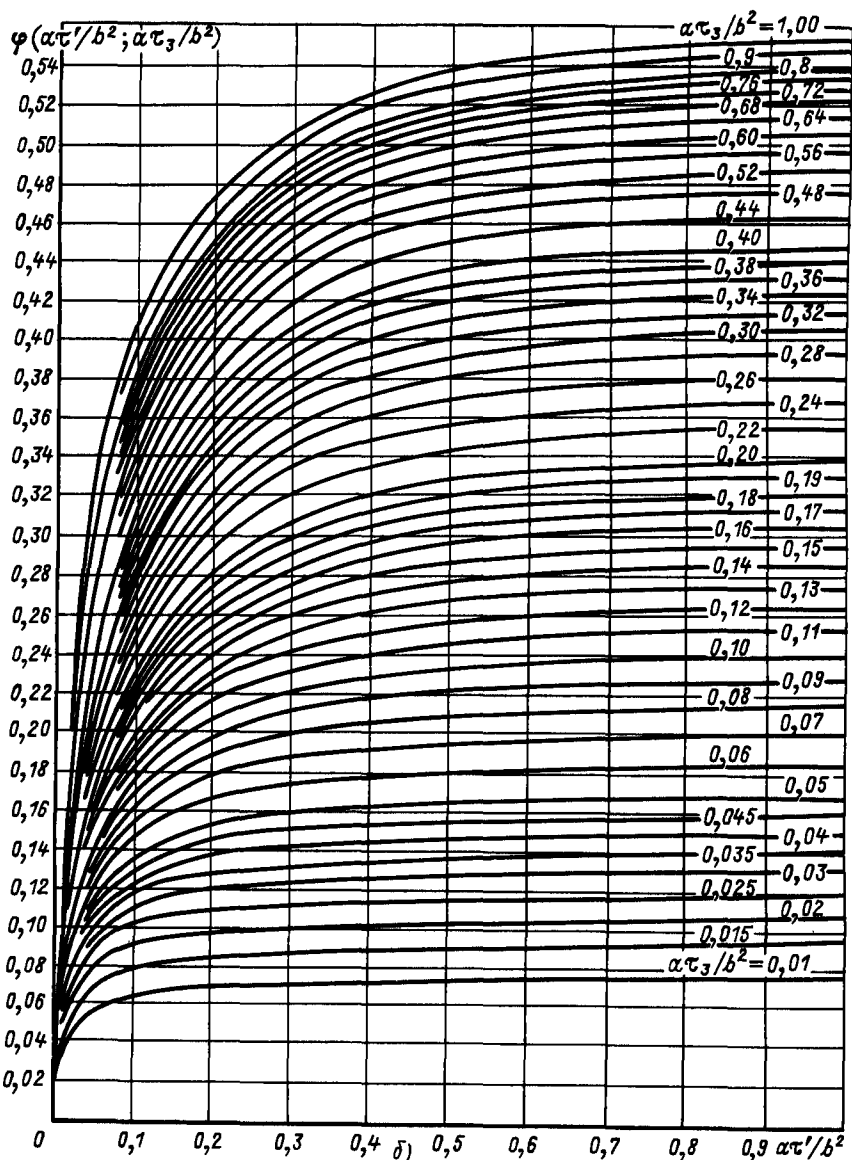


Рис. 2.45. Температурный график (а) и номограмма (б) для расчета теплопоглощения футеровки при циклическом режиме работы

расчета τ_0^* . Если $|\tau_0^* - \tau_0'|/\tau_0^* > 0,05$, то вновь задают τ_0' и повторяют расчет.

Если $\tau_0 > \tau_0^*$, то расчет теплопоглощения ведут по изложенной методике за период прогрева ($\varphi^* = 1,3$), а за период $\tau_{\text{стац}} = \tau_0 - \tau_0^*$ к $\bar{q}_\Sigma$ добавляют потери теплоты в окружающую среду

$$\bar{q}_{0.c}^{\text{стац}} = 3,6\tau_{\text{стац}}(t_2 - t_1)/(b_1/\lambda_1 + b_2/\lambda_2 + 1/\alpha_{\text{нар}}^*).$$

Тогда $\bar{q}_\Sigma = \bar{q}_\Sigma^* + \bar{q}_{0.c}^{\text{стац}}$.

2. Потери теплоты при циклической работе установки [42]. Заданы толщины слоев b_1 и b_2 , теплофизические характеристики материалов ограждения, температурный график цикла (рис. 2.45, а).

Огнеупорные слои ограждений разделяют на термически толстые и тонкие. Если циклические колебания температуры внутренней поверхности огнеупорного слоя не достигают его наружной поверхности ($t_{\text{нар}}$ не меняется), то слой является толстым; если же при этом $t_{\text{нар}}$ меняется во времени, то слой считается тонким.

Стенка считается тонкой: однослойная — при $b < 0,5\sqrt{a\tau_{\text{ц}}}$, многослойная — при $b_1 < 0,4\sqrt{a_1\tau_{\text{ц}}}$, где $\tau_{\text{ц}} = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3$ длительность цикла (рис. 2.45, а).

Теплопоглощение за время цикла для тонких стен $\bar{q}_\Sigma = \bar{q}_{\text{ак}} + \bar{q}_{0.c}$. Пульсирующая по времени составляющая

$$\bar{q}_{\text{ак}} = \rho_1 b_1 C_1 (t_2 - t_1) \varphi\left(\frac{a_1 \tau'}{b_1^2}, \frac{a_1 \tau_3}{b_1^2}\right),$$

где $\tau' = 0,2\tau_1 + \tau_2$, ч.

По графику на рис. 2.44, б находят значение

$$\varphi\left(\frac{a_1 \tau'}{b_1^2}, \frac{a_1 \tau_3}{b_1^2}\right).$$

Неизменная во времени составляющая

$$\bar{q}_{0.c} = 1,737 [(\tau_1 + \tau_3)(t_1 + t_2) + 2t_2\tau_2 - 2t_{0.c}\tau_{\text{ц}}]/[\tau_{\text{ц}}(\sum_i b_i/\lambda_i + 1/\alpha_{\text{нар}})].$$

Стенка считается толстой, если она одновременно удовлетворяет условиям $b \geq 1,29(\tau_1 + \tau_2)\sqrt{a(\tau_1 + \tau_2)/(0,5\tau_1 + \tau_2)}$ и $b \geq 2,58\sqrt{a\tau_3}$.

Для толстых стенок

$$\bar{q}_{\text{ак}} = 3,363 \sqrt{\rho C \lambda} (t_2 - t_1) / [2 \sqrt{1/\tau_3} + \sqrt{\tau_1 + \tau_2} / (0,5\tau_1 + \tau_2)];$$

$$\bar{q}_{0.c} = (\tau_{\text{вн}}^{\text{ср}} - t_{0.c}) \tau_{\text{ц}} / (\sum_i b_i/\lambda_i + 1/\alpha_{\text{нар}}).$$

Теплофизические свойства огнеупоров (см. п. 8.7.3 кн. I настоящей серии) вычисляются при $\tau_{\text{вн}}^{\text{ср}} = [0,5(t_1 + t_2)(\tau_1 + \tau_3) + t_2\tau_2]/\tau_{\text{ц}}$.

Порядок расчета:

1) устанавливают термическую толщину стенки и выбирают методику расчета;

2) определяют по графику $\varphi\left(\frac{a\tau'}{b^2}, \frac{a\tau_3}{b^2}\right)$

и рассчитывают $\bar{q}_{\text{ак}}$;

3) предварительно задаются $\alpha'_{\text{нар}}$ и находят $\bar{q}_{0.c}$. По $q_{0.c} = \bar{q}_{0.c}/(3600\tau_{\text{ц}})$ устанавливают соответствующие средние за цикл $\tau_{\text{нар}}^{\text{ср}}$ и $\alpha_{\text{нар}} = q_{0.c}/(\tau_{\text{нар}}^{\text{ср}} - t_{0.c})$. Если $|\alpha_{\text{нар}} - \alpha'_{\text{нар}}|/\alpha_{\text{нар}} > \epsilon = 0,02$, то надо вновь задать $\alpha'_{\text{нар}}$ и повторить расчет;

4) $\bar{q}_\Sigma = \bar{q}_{\text{ак}} + \bar{q}_{0.c}$.

Методики расчета для тонких и толстых стенок справедливы при установлении циклического теплового равновесия, которое наступает после проведения нескольких циклов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андоньев С. М. Испарительное охлаждение металлургических печей. М.: Металлургия, 1970.
2. Аэродинамический расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Под ред. С. И. Мочана. Л.: Энергия, 1977.
3. Багров О. Н., Клешко Б. М., Михайлов В. В. Энергетика основных производств цветной металлургии. М.: Металлургия, 1979.
4. Бернштейн Р. С., Померанцев В. В., Шагалова С. Л. Обобщенный метод расчета аэродинамического сопротивления загруженных сечений // Вопросы аэродинамики и теплопередачи в котельно-топочных процессах. М.: Госэнергоиздат, 1959. С. 217—229.
5. Воинов А. П., Куперман Л. И., Сушон С. П. Паровые котлы на отходящих газах. Киев: Вища школа, 1983.
6. Воробьев Х. С., Мазуров Д. Я. Теплотехнические расчеты цементных печей и аппаратов. М.: Высшая школа, 1962.
7. Воробьев Х. С., Мазуров Д. Я., Соколов А. А. Теплотехнологические процессы и аппараты силикатных производств. М.: Высшая школа, 1965.
8. Гайнуллин Ф. Г., Крейнин Е. В. Способы и средства рекуперации тепла печных газов // Газовая промышленность. 1986. № 5. С. 35—36.
9. Газотрубные котлы-утилизаторы и энерготехнологические котлы. Отраслевой

- каталог. / НИИ экономики в энергетическом машиностроении. М., 1986.
10. **Глинов М. А.** Основы общей теории печей. М.: Металлургиздат, 1962.
11. **Забродский С. С.** Высокотемпературные установки с псевдоожиженным слоем. М.: Энергия, 1971.
12. **Залкинд И. Я., Троянкин Ю. В.** Огнеупоры и шлаки в металлургии. М.: Металлургиздат, 1964.
13. **Зобнин Б. Ф., Казяев М. Д., Китаев Б. И.** Теплотехнические расчеты металлургических печей. М.: Металлургия, 1982.
14. **Ключников А. Д.** Основные направления реализации предельного энергосбережения в теплотехнологии // Промышленная теплоэнергетика. 1986. № 10. С. 3—5.
15. **Ключников А. Д.** Теплотехническая оптимизация топливных печей. М.: Энергия, 1974.
16. **Ключников А. Д.** Энергетика теплотехнологии и вопросы энергосбережения. М.: Энергоатомиздат, 1986.
17. **Ключников А. Д., Иванцов Г. П.** Теплопередача излучением в огнетехнических агрегатах (инженерные решения задач). М.: Энергия, 1970.
18. **Ключников А. Д., Кузьмин В. Н., Морозов И. П.** Движение частиц и теплообмен в условиях взвешенного слоя // Доклады НТК по итогам НИР за 1968—1969 гг. Секция промтеплоэнергетики, подсекция промышленной огнетехники и энерготехнологического комбинирования. М.: МЭИ, 1969. С. 82—92.
19. **Куперман Л. И., Романовский С. А., Сидельковский Л. Н.** Вторичные энергоресурсы и энерготехнологическое комбинирование в промышленности. Киев: Вища школа, 1986.
20. **Котлы-утилизаторы и котлы энерготехнологические.** Отраслевой каталог / НИИ ИНФОРМЭНЕРГОмаш. М., 1985.
21. **Лурье М. А., Гончаренко В. П.** Легковесные огнеупоры в промышленных печах. М.: Металлургия, 1974.
22. **Носач В. Г.** Економія палива: термодинамічна регенерація: новий спосіб газифікації вугілля // Вісник АН УССР. 1982. № 2. С. 47—49.
23. **Общие методические положения по выявлению резервов экономии топлива за счет использования вторичных энергетических ресурсов на промышленных предприятиях.** М.: Госплан СССР (НИИПИИ), 1977.
24. **Огнеупоры и их применение:** Пер. с японск. / Под ред. Я. М. Инамуры. М.: Металлургия, 1984.
25. **Производство и применение плавеных огнеупоров** / О. Н. Попов, О. Т. Рыбалкин и др. М.: Металлургия, 1985.
26. **Расчет нагревательных и термических печей:** Справочник / Под ред. В. М. Тымчака и В. Л. Гусовского. М.: Металлургия, 1983.
27. **Роддатис К. Ф., Соколовский Я. Б.** Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергия, 1975.
28. **Семененко Н. А.** Организация теплоиспользования и энерготехнологического комбинирования в промышленной огнетехнике. М.: Энергия, 1976.
29. **Сушон С. П., Завалко А. Г., Миц М. И.** Вторичные энергетические ресурсы промышленности СССР. М.: Энергия, 1978.
30. **Тайц Н. Ю., Розенгарт Ю. И.** Методические нагревательные печи. М.: Металлургиздат, 1964.
31. **Тебеньков Б. П.** Рекуператоры для промышленных печей. М.: Металлургия, 1975.
32. **Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод)** / Под ред. Н. В. Кузнецова и др. М.: Энергия, 1973.
33. **Тепло- и массообмен в плотном слое** / Б. И. Китаев, В. Н. Тимофеев, Б. А. Боковиков и др.: М.: Металлургиздат, 1972.
34. **Теплоэнергетика металлургических заводов** / Под ред. Ю. И. Розенгарта. М.: Металлургия, 1985.
35. **Троянкин Ю. В.** Методическое руководство по выполнению и расчету охлаждаемых гарниссажных футеровок технологических циклонных камер. М.: МЭИ, 1975.
36. **Троянкин Ю. В.** Оптимизация футеровок и обмуровок. М.: МЭИ, 1980.
37. **Хмельницкий Р. З.** Стальные рекуператоры. Расчеты и основы проектирования. М.: МЭИ, 1970.
38. **Щелоков Я. М., Аввакумов А. М., Сазыкин Ю. К.** Очистка поверхностей нагрева котлов-утилизаторов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
39. **Юренев В. Н.** Резервы экономии природного газа в черной металлургии // Газовая промышленность. 1985. № 11. С. 36—38.
40. **ОСТ 108.030.135-84.** Котлы паровые стационарные утилизаторы и энерготехнологические. Общие технические условия. Л.: НПО ЦКТИ, 1986.
41. **Лисенко В. Г.** Интенсификация теплообмена в пламенных печах. М.: Металлургия, 1979.
42. **Котлы-утилизаторы и энерготехнологические агрегаты** / Под ред. Л. Н. Сидельковского. М.: Энергоатомиздат, 1989.
43. **Троянкин Ю. В.** Проектирование и эксплуатация огнетехнических установок. М.: Энергоатомиздат, 1988.
44. **Троянкин Ю. В.** К методике оценки экономического эффекта тепловой изоляции элементов промышленных печей // Промышленная энергетика. 1987. № 1. С. 9—12.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

3.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Электротермические установки (ЭТУ) по способу преобразования электроэнергии в теплоту подразделяют на установки сопротивления, электродугового, индукционного, диэлектрического, плазменного, электронно-лучевого и лазерного нагрева [28, 31]. В состав ЭТУ входят собственно электротермическое оборудование (печь или нагревательное устройство), в котором осуществляется технологический процесс нагрева, а также системы электропитания, управления, водоохлаждения, подачи защитного или какого-либо другого газа, вакуумная система, механизмы и приводы и дру-

гое оборудование, определяемое требованиями технологии. Термин «печь» используется обычно в тех случаях, когда в электротермическом оборудовании имеется определенный технологический объем; в остальных случаях используется термин «устройство». Например, в состав индукционной ЭТУ может входить индукционная печь или индукционное устройство.

В некоторых ЭТУ одновременно реализуются несколько способов преобразования электроэнергии в теплоту, например в руднотермических печах — нагрев сопротивления и электродуговой, в низкотемпературных установках для термообработки — нагрев индукционный и сопротивления.

По способу передачи энергии нагреваемого изделия различают ЭТУ прямого и косвенного нагрева. В первом случае, например

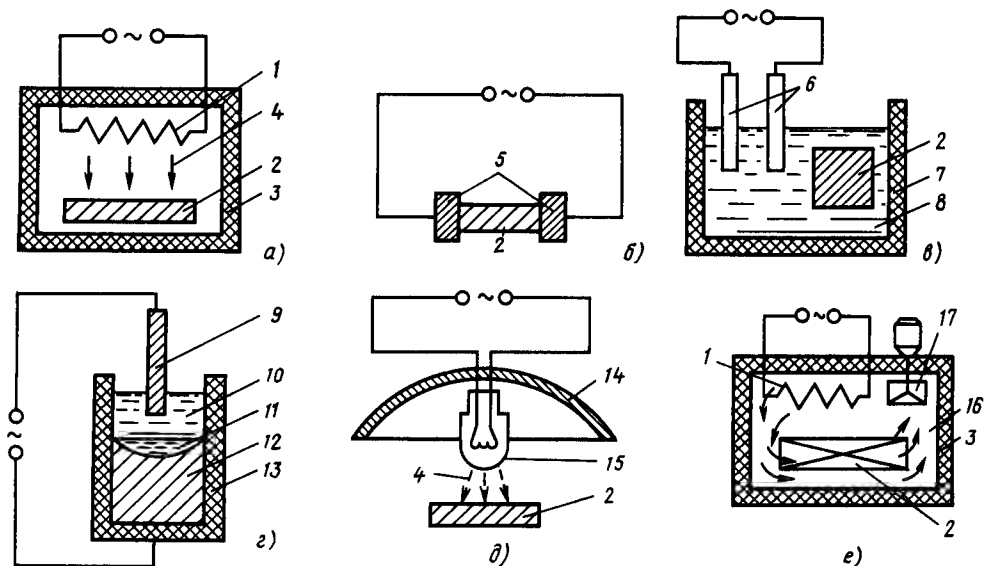


Рис. 3.1. Печи и установки нагрева сопротивления:

а — печь среднетемпературная косвенного нагрева; б — установка прямого нагрева (электроконтактная); в — печь с жидким теплоносителем (соляная ванна); г — установка электрошлакового переплава; д — установка инфракрасного нагрева; е — печь низкотемпературная с калорифером; 1 — нагреватель; 2 — нагреваемое изделие; 3 — футеровка; 4 — тепловой поток; 5 — контакты; 6 — электроды; 7 — корпус; 8 — расплав соли; 9 — переплавляемый электрод; 10 — шлак; 11 — расплавленный металл; 12 — слиток; 13 — кристаллизатор; 14 — отражатель; 15 — излучатель; 16 — газовый поток; 17 — вентилятор

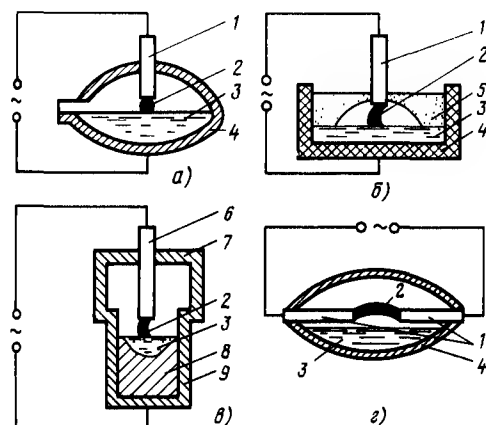


Рис. 3.2. Печи электродугового нагрева:

а — сталеплавильная печь; б — руднотермическая печь; в — вакуумно-дуговая печь; г — дуговая печь косвенного нагрева; 1 — электрод; 2 — электрическая дуга; 3 — расплав; 4 — футеровка; 5 — шихта; 6 — переплавляемый электрод; 7 — корпус; 8 — слиток; 9 — кристаллизатор

в установках электроконтактного нагрева или индукционных печах, преобразование электроэнергии в теплоту осуществляется непосредственно в нагреваемом изделии (частично или полностью); во втором теплота выделяется в специальном нагревателе, от которого затем

передается нагреваемому изделию за счет того или иного вида теплопередачи.

ЭТУ характеризуются параметрами: электрическими (уровнем напряжения, родом тока, частотой, числом фаз), энергетическими (мощностью, электрическим и тепловым КПД, удельным расходом электроэнергии), технологическими (удельной поверхностной мощностью, уровнем температуры, температурным полем в нагреваемом изделии, наличием фазовых переходов — плавления, испарения, наличием химических реакций), а также режимом работы (непрерывным или периодическим) и конструктивными особенностями (типом теплоизоляции, видом механизма загрузки и выгрузки, привода, герметичностью конструкции).

ЭТУ, в которых основным фактором технологического воздействия является нагрев обрабатываемого продукта, относятся к электротехнологическому оборудованию, объединяющему, кроме ЭТУ, установки для электросварки, для электроэрозионной, магнитноимпульсной и других видов электрофизической обработки, для электролиза, для электрохимической обработки и для гальванотехнических процессов.

Наиболее широко применяемые типы ЭТУ представлены на рис. 3.1—3.4, а их основные технические характеристики приведены в табл. 3.1 [1—4, 7, 8, 17, 20, 24—26, 28, 32].

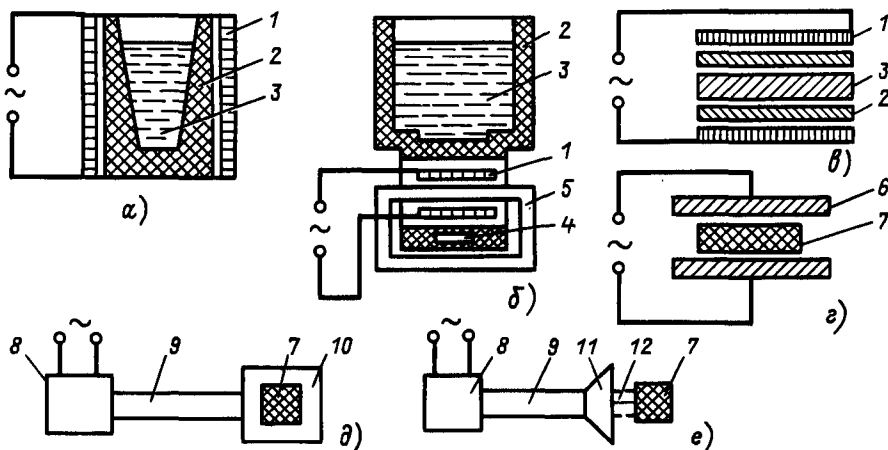


Рис. 3.3. Печи и установки индукционного и диэлектрического нагрева:

а, б — тигельная и каналная плавильные печи; в — нагревательная установка; г — высокочастотная установка диэлектрического нагрева; д, е — сверхвысокочастотные установки диэлектрического нагрева; 1 — индуктор; 2 — футеровка; 3 — металл; 4 — канал; 5 — магнитопровод; 6 — рабочий конденсатор; 7 — нагреваемый диэлектрик; 8 — генератор сверхвысокой частоты; 9 — волновод; 10 — резонатор; 11 — излучатель; 12 — электромагнитная волна

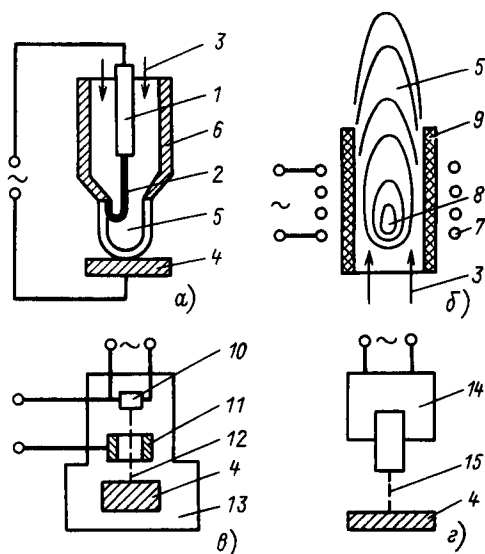


Рис. 3.4. Установки плазменного, электронно-лучевого и лазерного нагрева:

а — плазменно-дуговая установка; б — высококачественная плазменная установка; в — электронно-лучевая установка; г — лазерная установка; 1 — электрод; 2 — электрическая дуга; 3 — газовый поток; 4 — нагреваемое изделие; 5 — струя плазмы; 6 — корпус-электрод; 7 — индуктор; 8 — плазменный разряд; 9 — рабочая камера; 10 — катод; 11 — анод; 12 — электронный луч; 13 — кожух; 14 — лазер; 15 — луч

3.1.2. ЭТУ КАК ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА

Электротермические установки работают в различных отраслях народного хозяйства, успешно конкурируя с пламенными печами, а для многих теплотехнологических процессов не имеют конкурентов, например для получения сверхчистых металлов и полупроводников, проведения плазмохимических реакций, получения ферросплавов [1,25,28,32].

Основными преимуществами ЭТУ как теплотехнологической установки по сравнению с пламенными печами являются высокие плотности концентрации энергии в обрабатываемом продукте, высокая производительность, возможность использования вакуума или сред контролируемого газового состава. Электронагрев позволяет получить практически любые температуры и организовать управление температурным полем в нагреваемом изделии, обеспечить легкость автоматизации и роботизации, хорошие условия труда и снижение вредного воздействия на окружающую среду. ЭТУ легко встраиваются в современные техно-

логические линии, например роторные, и успешно применяются при создании гибких автоматизированных производств.

Трудности внедрения ЭТУ в народное хозяйство связаны с их относительно высокой стоимостью, сложностью и повышенными требованиями к квалификации обслуживающего персонала, дефицитностью электроэнергии в некоторых районах страны.

Одним из наиболее важных факторов при сравнении ЭТУ и пламенных печей является полный КПД, позволяющий оценить энергетическую эффективность проведения конкретного теплотехнологического процесса с использованием данного вида оборудования.

Энергетические показатели ЭТУ достаточно высоки (табл. 3.1). В среднем для ЭТУ общепромышленного назначения, применяемых в машиностроении, значения полного КПД составляют 0,5—0,85, т. е. в 2—3 раза выше, чем у газовых печей (0,15—0,45). С учетом КПД тепловых электростанций (0,35—0,39) суммарный КПД ЭТУ примерно соответствует аналогичным показателям газовых печей.

При анализе экономических показателей ЭТУ, в том числе и энергозатрат, необходимо рассматривать всю технологическую цепочку получения и использования (эксплуатации) конкретного продукта (изделия). Эффективность применения электронагрева по сравнению с эффективностью пламенного нагрева определяется повышением качества продукта, увеличением срока службы изделий, снижением расходов на ремонт, снижением потерь материалов, например угара металлов, уменьшением припусков для последующей механической обработки, увеличением срока службы инструмента (штампов, валков, пресс-форм).

При разработке ЭТУ используют известные теплотехнические методы расчета для определения полезной мощности, мощности тепловых потерь, распределения температуры в нагреваемом изделии для стационарных и нестационарных процессов, а также специфические расчетные методы, приведенные в данном разделе. Например, при расчете электропечи сопротивления (рис. 3.5) на средние температуры (700—1200°C) проводят расчет теплообмена излучением между нагревателем и нагреваемым изделием с учетом конфигурации нагревателя и участия футеровки в теплообмене и расчет тепловых потерь.

Тепловые потери печи в общем случае складываются из потерь через футеровку или систему экранов, потерь излучением через отверстия в футеровке или экранах, потерь теплопроводностью через тепловые короткие замыкания (тепловые мосты), потерь конвекцией через отверстия и неплотности печи,

Т а б л и ц а 3.1. Технические характеристики основных типов ЭТУ

Тип ЭТУ	Рабочая температура, °С*	КПД		Наибольшая единичная мощность установки, МВт	Удельная поверхностная мощность, кВт/м ²	Примечание
		электрический	тепловой			
Печи и устройства нагрева сопротивления						
Печи косвенного нагрева:						
низкотемпературные	700	1,0	0,7—0,8	0,8	—	На нагреваемой поверхности
среднетемпературные	1200	1,0	0,6—0,7	4,0	10 ²	
высокотемпературные	2500	1,0	0,3—0,45	4,5	—	
Устройства прямого нагрева	1300	0,9	0,85—0,9	10,0	6·10 ³	
Печи с жидкими теплоносителями (электрованны)	150—1300	0,9	0,3—0,7	0,1	10 ³	Отнесено к сечению стальной заготовки
Устройства электрошлакового переплава	2000	—	—	10,0	3·10 ³	
Устройства инфракрасного нагрева	400—2000	1,0	0,9	8,5	10 ⁵	Плотность лучистого потока на излучателе
Печи электродугового нагрева						
Печи прямого нагрева:						
сталеплавильные	1600	0,92	0,6—0,7	130,0	10 ⁶	Отнесено к сечению дуги
руднотермические	1500—3000	0,9	0,45—0,65	100,0	—	
вакуумно-дуговые	1600—3500	0,8—0,9	0,35—0,60	1,0	—	
Печи косвенного нагрева	1300	0,9	—	0,5	—	
Печи и устройства индукционного и диэлектрического нагрева						
Печи тигельные плавильные	1600	0,7—0,8	0,8—0,9	20,0	10 ³	На нагреваемой поверхности
Печи каналные плавильные	1300	0,85—0,95	0,6—0,8	6,0	5·10 ⁴	Отнесено к сечению канала
Устройства индукционные:						
сквозного нагрева	1300	0,5—0,8	0,8—0,9	210,0	10 ³	На нагреваемой поверхности
поверхностной	900	0,8—0,9	0,1—0,5	0,5	10 ⁵	
закалки	600	0,7—0,95	0,8—0,9	2,5	10 ²	
низкотемпературного нагрева стали	50—200	0,3—0,6	0,8—0,9	1,0	5·10 ²	На поверхности рабочего конденсатора
Устройства диэлектрического нагрева высокочастотные	50—200	0,3—0,5	0,8—0,9	0,05	2·10 ³	На нагреваемой поверхности
Устройства диэлектрического нагрева сверхвысокой частоты						
Устройства плазменного, электронно-лучевого и лазерного нагрева						
Устройства плазменно-дуговые	3000—10 000	0,9—0,99	0,4—0,5	2,8	10 ¹⁴	Отнесено к сечению дуги
Устройства высокочастотно-плазменные	3000—5000	0,9	—	1,0	10 ⁶	
Устройства электронно-лучевые	3000—7000	0,6—0,8	0,15	1,2	5·10 ⁹	На нагреваемой поверхности
Устройства лазерные	5000	0,2	—	0,01	10 ¹⁷	

* Указаны наибольшее значение или интервал значений рабочей температуры.

потерь с отходящими из печи газами. Основными составляющими потерь в большинстве типов ЭТУ являются потери через футеровку и излучением.

Специфическими задачами теплотехнических расчетов ЭТУ являются расчет температуры нагревателей печей сопротивления с учетом их конфигурации, расчет нестационарных

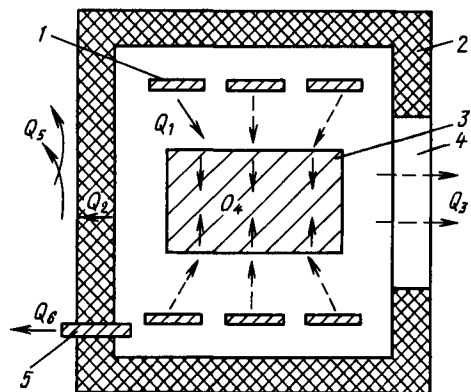


Рис. 3.5. Схема теплообмена в электропечи сопротивления:

1 — нагреватель; 2 — футеровка; 3 — нагреваемое изделие; 4 — проем; 5 — вывод нагревателя; Q_1 — Q_4 — тепловые потоки соответственно излучения от нагревателя к нагреваемому изделию, за счет теплопроводности через футеровку, излучения через дверной проем, теплопроводностью в нагреваемом изделии; Q_5 — тепловые потери с кожуха печи за счет конвекции и излучения; Q_6 — поток через тепловое короткое замыкание (теплопроводность)

температурных полей в нагреваемом изделии с учетом внутренних источников теплоты для установок индукционного нагрева, расчет теплообмена в установках инфракрасного нагрева, расчет теплообмена потока плазмы и пучка электронов с нагреваемым изделием, расчет теплообмена электрической дуги в плазменных установках.

3.1.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

К статьям прихода энергетического баланса ЭТУ относятся электроэнергия, преобразуемая в теплоту, за вычетом электрических потерь, теплота химических (экзотермических) реакций и теплота, вносимая обрабатываемыми изделиями (шихтой). Расходные статьи включают полезную теплоту, идущую на нагрев, плавку или испарение обрабатываемого материала; тепловые потери; теплоту, идущую на нагрев вспомогательных элементов (поддонов, лент конвейера) или материалов (шлаков), а также теплоту химических (эндотермических) реакций, которая может относиться в разных случаях как к полезной теплоте, так и к тепловым потерям.

Энергетический баланс ЭТУ в отдельных случаях может быть составлен на основании расчетов, т. е. теоретическим методом, или определен экспериментально. Экспериментальное определение составляющих энергетического баланса и их анализ позволяют найти пути улучшения энергетических характеристик ЭТУ, что наиболее важно для ЭТУ, теоретический расчет которых затруднен, например для дуговой сталеплавильной печи. В табл. 3.2 приведены энергетические балансы дуговых и индукционных тигельных печей для плавки стали и чугуна различной вместимости [7,16,18].

Теоретически необходимое количество энергии, кДж, для осуществления технологического процесса в ЭТУ с учетом всех возмож-

Таблица 3.2. Энергетические балансы плавильных дуговых и индукционных печей, в %

Статья баланса	Дуговая сталеплавильная печь		Индукционная тигельная печь	
	Вместимость, т			
	20	100	1,4 (сталь)	6 (чугун)
<i>Приход (100 %)</i>				
Электроэнергия, преобразуемая в теплоту	66,1	66,9	97,5	100
Теплота химических реакций	31,6	31,2	2,5	—
Теплота, вносимая:				
материалами (шихтой)	1,5	1,6	—	—
воздухом (кислородом)	0,8	0,3	—	—
<i>Расход (100 %)</i>				
Теплота, идущая на нагрев:				
металла	44,3	52,9	47,6	54
шлака	8,9	10,6	—	—
Потери:				
тепловые	22,2	18,9	25,7	13
с отходящими газами	16,3	10,9	—	—
электрические	8,3	6,7	26,7	23

ных экзо- и эндотермических реакций (без учета фазовых превращений)

$$Q_1 = cG(t_2 - t_1) \pm Q'_1 = c'G(t_2 - t_1). \quad (3.1)$$

Потери энергии в ЭТУ (тепловые потери и унос теплоты)

$$Q_2 = \alpha F(t_{от} - t_6) \tau_{пр}. \quad (3.2)$$

Тепловой КПД

$$\eta_T = \left[1 + \frac{\alpha F(t_{от} - t_n) \tau_{пр}}{c'G(t_2 - t_1)} \right]^{-1}. \quad (3.3)$$

Полезная мощность ЭТУ (для нагревательных установок и печей периодического действия), кВт,

$$P_{пол} = \frac{cG(t_2 - t_1)}{\tau_n}. \quad (3.4)$$

В (3.1) — (3.4): c — теплоемкость загрузки; G — масса полезной загрузки; c' — приведенная теплоемкость загрузки; t_2 и t_1 — конечная и начальная температуры загрузки; $t_{от}$ и t_n — температуры сред, отдающей и принимающей теплоту; τ_n и $\tau_{пр}$ — время нагрева и время процесса; α и F — коэффициент теплоотдачи и площадь теплоотдающей поверхности ЭТУ; Q'_1 — теплота химических реакций.

Понятие полезной мощности различно для разных типов ЭТУ и зависит от технологического процесса. Для установок и печей непрерывного действия в (3.4) подставляется масса полезной загрузки $g = G/\tau_n$, нагреваемая в единицу времени. Полезная мощность ЭТУ, предназначенных для плавки или испарения материалов, учитывает скрытую теплоту плавления и испарения и перегрев расплава или пара (газа). Расчетные формулы аналогичны (3.4). Полезная мощность ЭТУ для нагрева поверхностей изделий, например под индукционную поверхностную закалку, кВт,

$$P_{пол} = \rho_{уд} F_n, \quad (3.5)$$

где $\rho_{уд}$ — удельная поверхностная мощность; F_n — площадь нагреваемой поверхности.

Для некоторых типов ЭТУ понятие полезной мощности неприменимо, например для термостатов и миксеров, в которых поддерживается заданная температура изделий или материалов, а также для печей для переплавных процессов.

В этих случаях используется показатель — удельный расход электроэнергии на единицу массы продукции, который харак-

теризует степень совершенства данных типов ЭТУ и процессов.

Удельный расход электроэнергии при производстве ферросплавов в руднотермических печах [21]:

Продукт	$\Sigma_{уд}$, кВт·ч/т
45 %-ный ферросилиций . . .	4600—5000
75 %-ный ферросилиций . . .	7800—9000
Ферромарганец углеродистый	2700—3740
Феррохром безуглеродистый	3300—3500
Феррохром углеродистый . . .	3400—3600
Ферровольфрам	3550—4100

В табл. 3.3 приведены значения удельного расхода электроэнергии при плавке некоторых металлов в различных ЭТУ [7,25,26,28,32]. Следует указать, что при выборе типа ЭТУ для плавки помимо удельного расхода электроэнергии учитываются многие другие факторы: рабочая температура, наличие вакуума, производительность, вместимость агрегата и т. д.

Установленная мощность ЭТУ определяется мощностью силового трансформатора, кВт·А, и рассчитывается по формуле

$$P_{уст} = k \frac{P_{пол}}{\eta_3 \eta_T}, \quad (3.6)$$

где η_3 , η_T — электрический и тепловой КПД (см. табл. 3.1); k — коэффициент запаса, учитывающий такие факторы, как колебания напряжения сети, старение нагревателей в печах сопротивления и т. п. Для печей сопротивления косвенного действия $k = 1,3 \div 1,6$ при $P_{пол} \leq 100$ кВт; $k = 1,25 \div 1,5$ при 100—300 кВт и $k = 1,2 \div 1,4$ свыше 300 кВт. Для плавильных индукционных тигельных и канальных печей $k = 1,1 \div 1,4$.

Установленная мощность ЭТУ для плавки материалов определяется из энергетического баланса, составленного для наиболее энергоемкого периода работы, обычно для периода расплавления.

Установленная мощность дуговых сталеплавильных печей, кВт·А,

$$P_{уст} = \frac{P_{пол.р}}{k_n \eta_3 \eta_T \cos \phi}, \quad (3.7)$$

где $P_{пол.р} = Q_{пол.р}/\tau_p$ — полезная мощность в период расплавления шихты; $Q_{пол.р}$ — полезная теплота в этот период; τ_p — время расплавления; $\cos \phi$ — коэффициент мощности печи; k_n — коэффициент использования трансформатора, обычно $k_n = 0,8 \div 0,9$.

Т а б л и ц а 3.3. Удельный расход электроэнергии на

Металл	Теоретический расход электроэнергии	Тип ЭТУ				
		Печь сопротивления	Дуговые печи			
			косвенного действия	прямого действия	вакуумные	
Сталь и сплавы	340—400	—	—	400—450	850—2000	
Чугун	350	—	400—500	400—500	—	
Алюминий и сплавы	330	600—750	—	—	—	
Медь и сплавы	180—210	570—630	300—400	—	—	
Титан и сплавы	480—500	—	—	—	2000—2500	
Молибден	330	—	—	—	1600—3400	
Вольфрам	250	—	—	—	9000	

3.2. КОНСТРУКЦИИ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭТУ

3.2.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПЕЧИ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Электрические печи сопротивления (ЭПС) предназначены для нагрева, термо- и термохимической обработки стали, сушки, спекания и обжига, пайки и плавки цветных металлов.

ЭПС применяются в машиностроении (для термообработки, нагрева под горячую деформацию), в химической и строительной промышленности (для нагрева, плавки стекла, обжига керамических изделий), в электронной промышленности (для получения монокристаллов полупроводников, отжига), в пищевой промышленности (при хлебопечении, сушке), в сельском хозяйстве (для обогрева молодняка, помещений, подогрева воды).

По способу нагрева ЭПС разделяются на печи косвенного действия (электрический ток проходит через нагревательные элементы, передающие теплоту в загрузку за счет процессов теплопередачи) и на печи прямого действия (электрический ток протекает через нагреваемое изделие, осуществляя его разогрев).

По режиму работы ЭПС разделяются на печи периодического и непрерывного действия. В печах периодического действия изделия загружаются в рабочее пространство печи и нагреваются, оставаясь неподвижными в нем. В печах непрерывного действия изделия нагреваются, перемещаясь по длине печи.

Основными параметрами электропечи сопротивления являются размеры рабочего пространства и номинальная мощность нагревателей, производительность печи, количество тепловых и электрических зон, мощность по-

терь холодного хода и др. Наиболее распространенные конструкции ЭПС периодического действия приведены на рис. 3.6 [5,17,28].

Камерные ЭПС наиболее просты и универсальны по использованию. Рабочее пространство в них выполнено в виде камеры, футеровка которой располагается в металлическом кожухе. Футеровка камерных печей двухслойная; внутренний, огнеупорный слой изготавливается из шамота-легковеса, на внутренней поверхности располагаются нагреватели.

При температуре ЭПС до 1250 °С нагреватели изготавливают из сплавов сопротивления; при больших температурах применяются нагреватели из карборунда SiC или дисилицида молибдена MoSi₂.

Шахтные ЭПС выполнены в виде открытой сверху шахты круглого, квадратного или прямоугольного сечения, закрываемой сверху крышкой, уплотняемой с помощью песочного затвора 1 (рис. 3.6, б).

Нагреватели располагаются на боковой внутренней поверхности шахты. Печи с подвижным подом, колпаковые, элеваторные (рис. 3.6, в—д) представляют собой конструктивные модификации камерной печи, позволяющие механизировать процессы загрузки и выгрузки печи.

Основными конструктивными признаками ЭПС непрерывного действия являются устройства загрузки, транспортировки через рабочее пространство, выгрузки изделий (рис. 3.7).

Конвейерные ЭПС — наиболее распространенный вид печей непрерывного действия, применяются до температур 1150 °С, оборудованы горизонтально или вертикально (до 600 °С) расположенным конвейером. Ширина конвейера — от 60 до 2000 мм, длина 1—10 м. Нагрев производится в окислительной атмо-

плавку металлов в различных ЭТУ, кВт·ч/т

Индукционные печи			Электронно-лучевая печь	Электрошлаковая печь	Плазменно-дуговая печь
Тигельная открытая	Тигель-вакуумная	Канальная			
600—700	2000—3000	—	1000—2000	1000—2000	1200—1300
540—580	—	450—470	—	—	—
500—600	—	400—500	—	—	—
320—400	2000—3000	300—350	—	—	—
—	—	—	2200	—	1500—2000
—	—	—	8000—15 000	—	—
—	—	—	20 000—40 000	—	—

сфере (в воздухе) либо в контролируемой (нейтральной, восстановительной).

Толкательные ЭПС применяются для нагрева мелких и крупных изделий до 1150 °С. Расположенный вне печи толкательный механизм проталкивает через рабочее пространство печи по жароупорным направляющим поддоны с нагреваемыми изделиями.

ЭПС с *пульсирующим подом* применяют для нагрева мелких изделий до 900 °С. Перемещение изделий в них осуществляется за счет возвратно-поступательных перемещений пода-лотка (медленно вперед, быстро назад). Ширина лотка — от 125 до 600 мм, длина — от 500 до 4000 мм.

Карусельные ЭПС применяются для на-

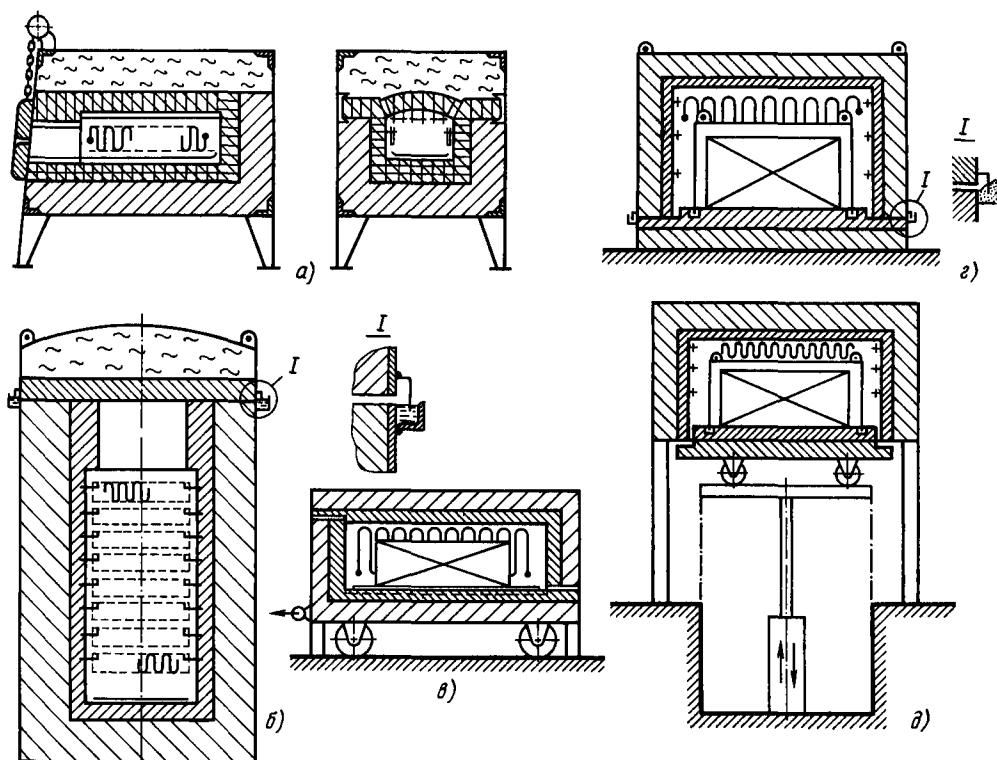


Рис. 3.6. Типы электропечей сопротивления периодического действия:

а — камерная; б — шахтная; в — камерная с выдвижным подом; г — колпаковая; д — элеваторная

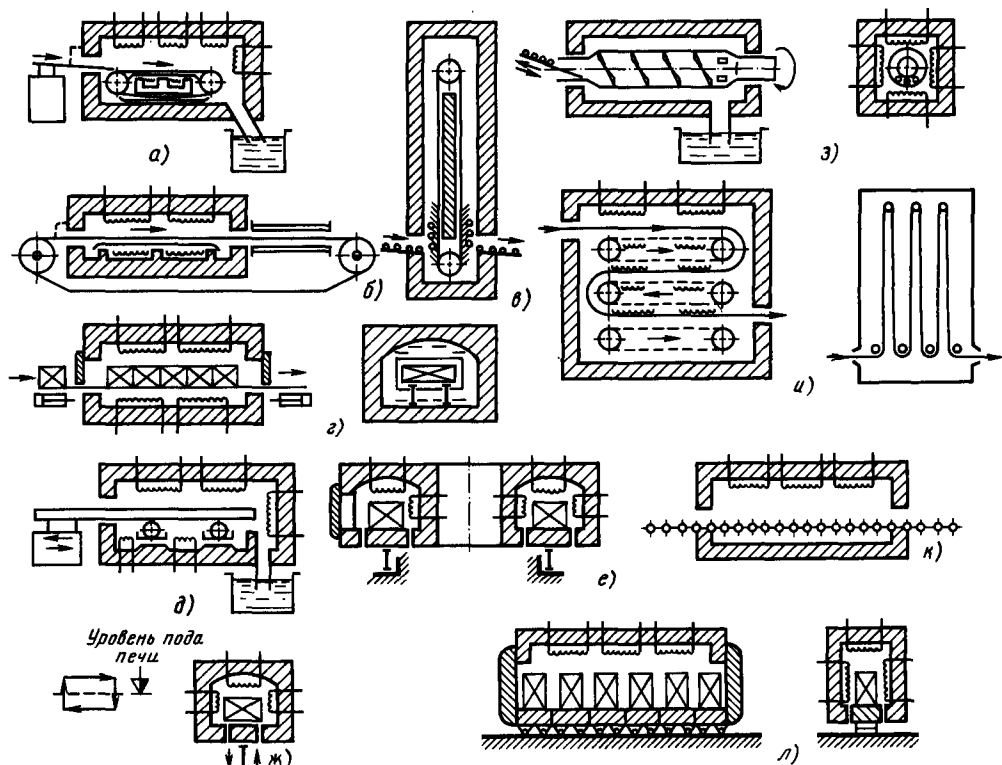


Рис. 3.7. Типы электропечей сопротивления непрерывного действия:

а — конвейерная со встроенным горизонтальным конвейером; б — конвейерная с вынесенным горизонтальным конвейером; в — конвейерная с вертикальным конвейером; г — толкательная; д — с пульсирующим подом; е — карусельная; ж — с шагающим подом; з — барабанная; и — протяжная; к — рольганговая; л — туннельная

грева до 1300°C массивных загрузок. Транспортировка изделий осуществляется вращением пода печи, выполненного в виде кольца.

ЭПС с шагающим подом применяются для нагрева изделий до 1300°C . Перемещение загрузки осуществляется футерованной балкой. Приводной механизм балки периодически поднимает балку выше уровня пода печи, перемещает ее на шаг до $0,5\text{ м}$ в сторону загрузки, опускает ниже уровня пода печи, возвращает в исходное положение. Загрузка печи (нагреваемое изделие) при этом перемещается через рабочее пространство печи.

Барабанные ЭПС применяются для нагрева мелких деталей округлой формы и порошков до 1000°C . Перемещение загрузки через печь осуществляется во вращающемся барабане с расположенной на внутренней поверхности барабана винтовой направляющей.

Протяжные ЭПС предназначены для нагрева проволоки и ленты до 1300°C при непрерывном протягивании через печь с помощью размоточно-намоточных механизмов. Имеют

горизонтальное и вертикальное исполнение. Для повышения производительности делаются многорядными (через камеру печи одновременно протягиваются несколько рядов проволок или лент) и многоходными (многократное прохождение проволоки или ленты через печь).

Рольганговые ЭПС применяются для нагрева до 1200°C ; наиболее универсальны по использованию среди ЭПС непрерывного действия. Транспортировка изделий осуществляется рольгангом, движение роликов обеспечивает общий наружный привод. Ширина рабочего пространства печи — от 400 до 4500 мм , длина не ограничена (до 80 м и более).

Туннельные ЭПС применяются для обжига керамики до 1300°C . Под печи состоит из вплотную расположенных футерованных тележек, проталкиваемых через рабочее пространство печи расположенным вне печи толкателем.

Для интенсификации процесса нагрева металла применяются ЭПС с жидкой средой

нагрева (электронагревательные ванны). В зависимости от химического состава применяемой среды различают щелочные (до 540 °С), селитровые (до 600 °С) и соляные (до 1600 °С) ванны.

Низкотемпературные ванны обогреваются косвенным путем, посредством нагревателей, расположенных внутри или снаружи ванны. Для достижения температур в пределах 850—1300 °С применяют прямой нагрев среды путем пропускания через нее электрического тока, подводимого при помощи погруженных в расплав электродов.

В электропечах прямого нагрева электрический ток проходит непосредственно через нагреваемое изделие. Печи прямого нагрева применяются для графитизации угольных изделий, варки стекла, нагрева металлических изделий правильной формы (прутков, проволоки, труб, полос) перед обработкой давлением. Печи прямого нагрева, предназначенные для нагрева металлических изделий, принято называть *установками электроконтактного нагрева*.

3.2.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДУГОВЫЕ ПЕЧИ

Предназначены для плавки металлов и сплавов, получения ферросплавов, карбидов, желтого фосфора и других продуктов; разделяются на собственно *дуговые* и *руднотермические* печи.

Дуговые печи разделяются на печи прямого нагрева, в которых электрические дуги горят между графитовыми электродами и расплавленным металлом, и печи косвенного нагрева, в которых дуга горит между двумя графитовыми электродами над поверхностью металла.

Наибольшее распространение получили дуговые печи прямого нагрева, применяемые для плавки сталей. Эти печи работают на переменном токе 50 Гц, обычно трехфазном (рис. 3.8).

Основным параметром дуговой сталеплавильной печи (ДСП) является вместимость ее ванны. В промышленности применяются печи с ваннами вместимостью от 0,5 до 200 т.

Печи с ваннами вместимостью 0,5—12 (до 100) т применяются для плавки стали для фасонного литья (литейная электро-сталь), 3—12 т — для выплавки высоколегированных сталей, 25—100 (до 200) т и более — для выплавки металлургической электростали [24].

Несущим элементом конструкции ДСП является кожух — открытый сверху металлический сварной резервуар, внутри которого

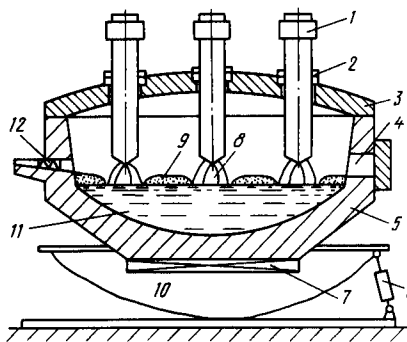


Рис. 3.8. Дуговая электропечь:

1 — электроды; 2 — уплотнительные кольца; 3 — свод; 4 — загрузочное окно; 5 — ванна; 6 — механизм наклона; 7 — статор электромагнитного перемешивания металла; 8 — дуга; 9 — шлак; 10 — лужья; 11 — жидкий металл; 12 — сливной носок

располагается футеровка ванны и стен. Днище кожуха плоскоконическое или сферическое, толщина стенки кожуха составляет 1/200 диаметра кожуха. Футеровка ДСП — из магнезито-хромитового или диниасового кирпича. Сверху печь закрывается сводом, имеющим отверстия для прохода электродов. Для слива металла ДСП оборудуются механизмом наклона. Подъем и поворот свода печи осуществляется либо одним совмещенным механизмом, либо двумя отдельными механизмами.

Для плавки тугоплавких цветных металлов (титана, ниобия, молибдена и др.) применяются вакуумные дуговые печи с расходуемым электродом, работающие на постоянном токе (рис. 3.2, в).

Дуговые печи косвенного нагрева применяются для плавки цветных металлов — меди, бронзы, латуни (рис. 3.2, г).

В руднотермических печах (РТП) теплота выделяется в электрической дуге, горящей между электродом и выплавляемым металлом, а также и при протекании тока через слой загрузки печи. Такие печи используются для получения ферросплавов, металло-кремниевых сплавов, медных и медно-никелевых штейнов, титановых, кобальтовых и свинцовых шлаков и др. Конструктивно руднотермические печи выполняются прямоугольными (рис. 3.9) и круглыми, с самообжигающимися электродами, подвешиваемыми над ванной печи на специальных устройствах, опирающихся на конструкции здания. Прямоугольные печи выполняются стационарно расположенными, с тремя или шестью электродами; в круглых печах часто применяется вращение ванны вокруг вертикальной оси, реверсивное, в пределах определенного угла, с частотой вращения — в один оборот за несколько суток.

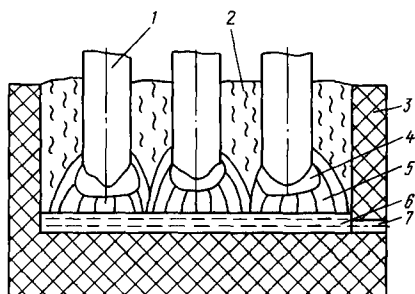


Рис. 3.9. Руднотермическая печь:

1 — электроды; 2 — шихта; 3 — корпус печи; 4 — область дугового разряда; 5 — область нагрева шихты сопротивлением; 6 — ванна жидкого металла; 7 — выпускное отверстие

К основным параметрам РТП относятся мощность печного трансформатора, его вторичное напряжение, площадь пода печи, плотность тока в электродах.

3.2.3. ИНДУКЦИОННЫЕ ПЕЧИ И УСТАНОВКИ

Эти установки предназначены для технологических процессов: плавки металлов; нагрева металлов под обработку давлением и термообработку, сварку и пайку; плавки полупроводников и нагрева газов (плазмы).

В комплект оборудования индукционной ЭТУ входят: печь или установка (устройство), источник питания, конденсаторная батарея, механизмы и приводы, система охлаждения, силовое электрооборудование, элементы систем управления, защиты, контроля и измерения, автоматический регулятор или управляющий вычислительный комплекс.

Промышленность выпускает индукционные ЭТУ для плавки металлов, нагрева под обработку давлением и под поверхностную закалку.

Конструкция индукционной тигельной печи (ИТП) представлена на рис. 3.10. В ИТП плавят сталь, чугун, медь и сплавы на ее основе, алюминий и сплавы, магний (табл. 3.4), а также никель, драгоценные металлы. Вакуумные ИТП предназначены для получения качественных сталей и сплавов. Они имеют вакуумноплотный кожух и оборудованы вакуумной откачной системой, включающей вакуумные насосы различных типов.

В индукционных канальных печах (ИКП) плавят чугун, медь и сплавы, алюминий и сплавы, цинк (табл. 3.4). По конструктивным признакам различают ИКП с открытым каналом (применяются ограниченно) и четыре варианта печей с закрытым каналом: барабанные (рис. 3.11), шахтные, стационарные и печи с двумя ваннами. Наиболее распространены печи барабанные (ориентировочной вместимостью свыше 6,0 т) и шахтные (до 10,0 т).

Для чугунолитейного производства выпускаются индукционные тигельные и канальные миксеры, предназначенные для перегрева жидкого чугуна (табл. 3.5).

Качество металла, выплавляемого в ИТП и ИКП, определяется качеством шихты, так как рафинирование металла из-за холодного шлака малоэффективно.

Индукционные нагреватели (ИН) сквозного нагрева заготовок из черных, цветных и тугоплавких металлов под обработку давлением могут иметь различные конструкции, определяемые габаритами и массой заготовок. Конструкция кузнечного индукционного на-

Таблица 3.4. Характеристики индукционных плавильных печей для плавки различных металлов [1]

Металл	Температура нагрева, °С	Производительность, т/ч		Мощность, кВт		Вместимость, т	
		Тип печи		Тип печи		Тип печи	
		Тигельная	Канальная	Тигельная	Канальная	Тигельная	Канальная
Сталь	1600	4,0	—	2350	—	6,0	—
Чугун	1400	33,6	—	18 000	—	60,0	—
Медь и сплавы	1200	9,3	8,5 (15)	3150	2300 (3475)	25,0	16,0
Алюминий и сплавы	750	4,5	10,0	2500	4000	10,0	16,0
Цинк	500	—	30,0	—	3000	—	100,0
Магний	750	2,0	—	1000	—	4,0	—

Примечания: 1. Приведены наибольшие значения производительности, мощности и вместимости.
2. В скобках даны значения характеристик печей для плавки латуни.

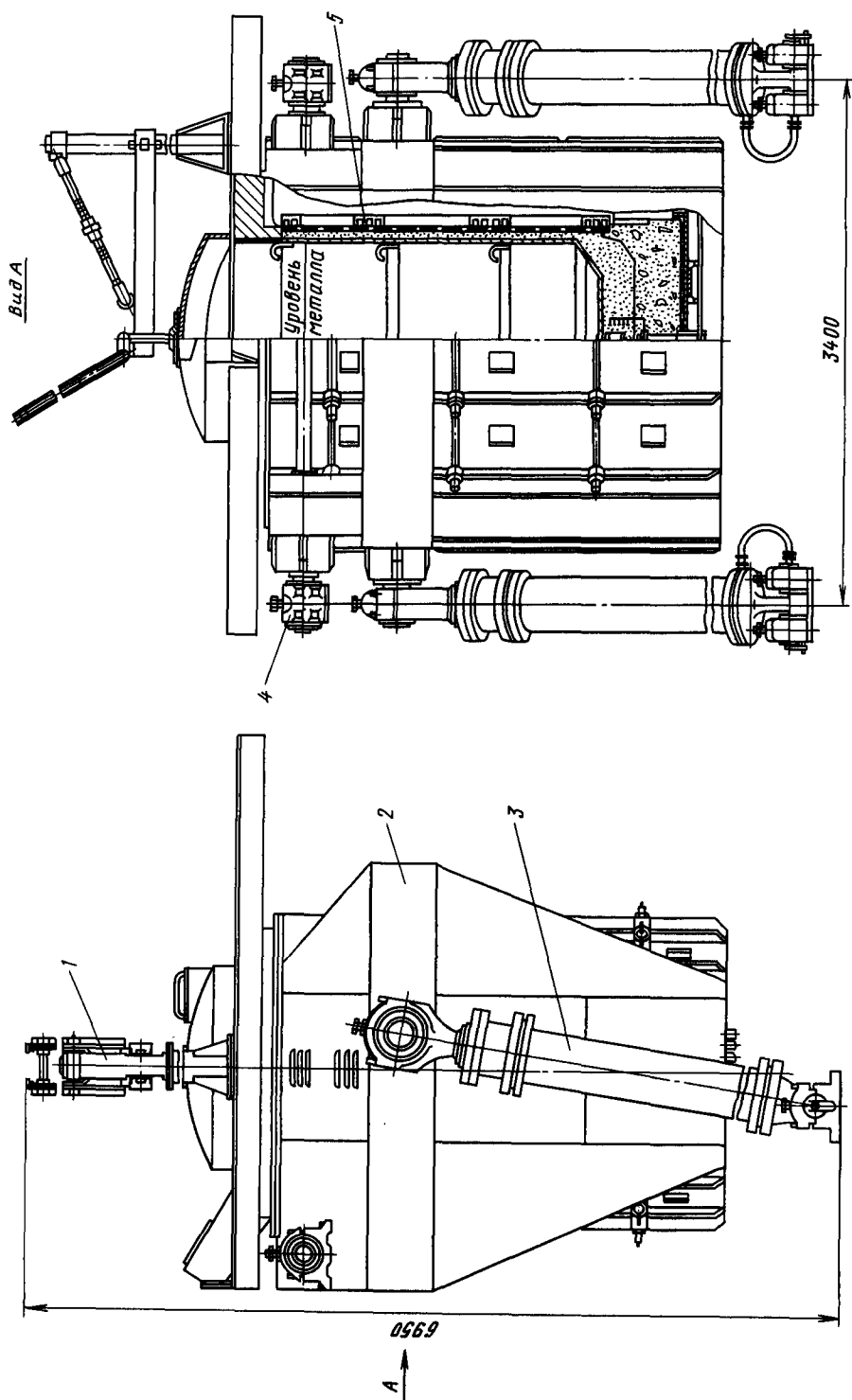


Рис. 3.10. Общий вид индукционной тигельной печи ИЧТ-10:

1 — крышка с механизмом подъема; 2 — корпус; 3 — плунжер; 4 — установка подшипников; 5 — индуктор

гревателя для нагрева мерных заготовок диаметром 15—160 мм показана на рис. 3.12. Для нагрева крупногабаритных заготовок выпускаются ИН, выполненные в виде отдельных элементов: индуктора-нагревателя, шкафа управления, шкафов конденсаторов, шкафа водоохлаждения. Источник питания устанавливается обычно отдельно.

Индукционные нагреватели делятся на установки периодического и непрерывного режима работы и отличаются высокой степенью автоматизации и механизации; используются автоматические регуляторы режима, механизмы загрузки и выгрузки, а также подачи заготовок.

Температуры нагрева под обработку дав-

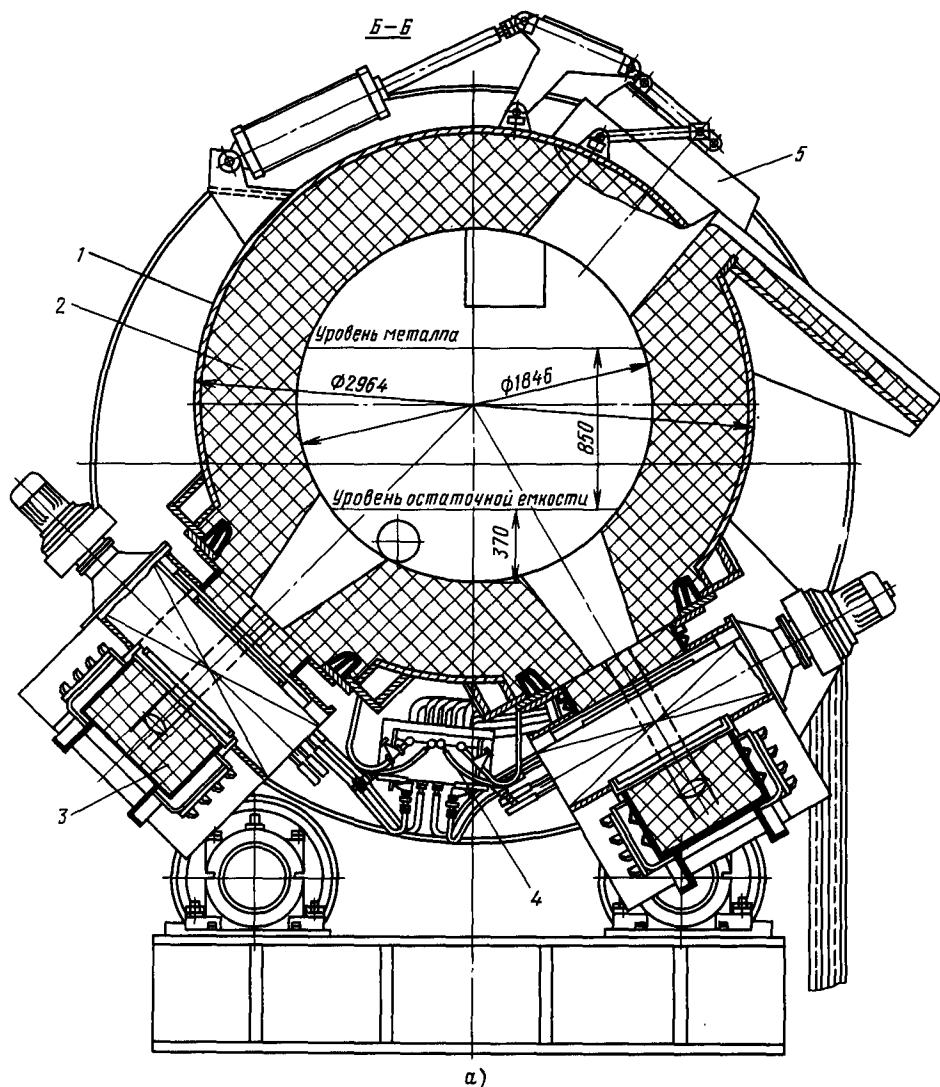


Рис. 3.11. Индукционный каналный миксер барабанного типа ИЧМ-40/2,0: а — общий вид; б — разрез Б—Б;

1 — кожух; 2 — футеровка; 3 — индукционная единица; 4 — токоподвод; 5 — крышка с механизмом открывания; 6 — механизм поворота печи

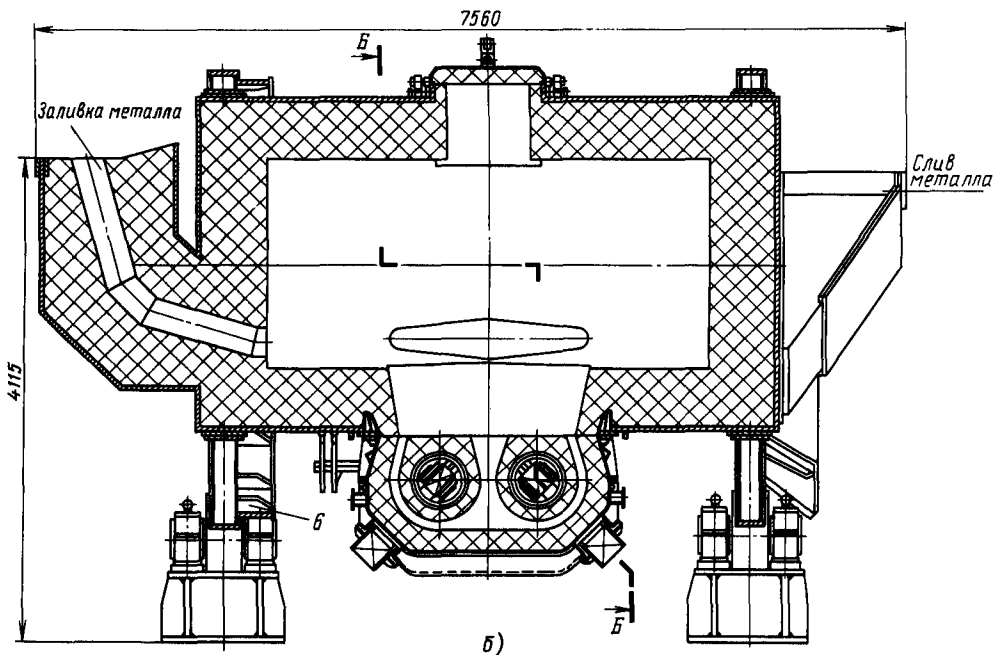


Рис. 3.11. Продолжение

лением для различных материалов: для стали — 1050—1300, меди и сплавов — 800—900, алюминия и сплавов — 400—500, титана — 1150—1200 °С.

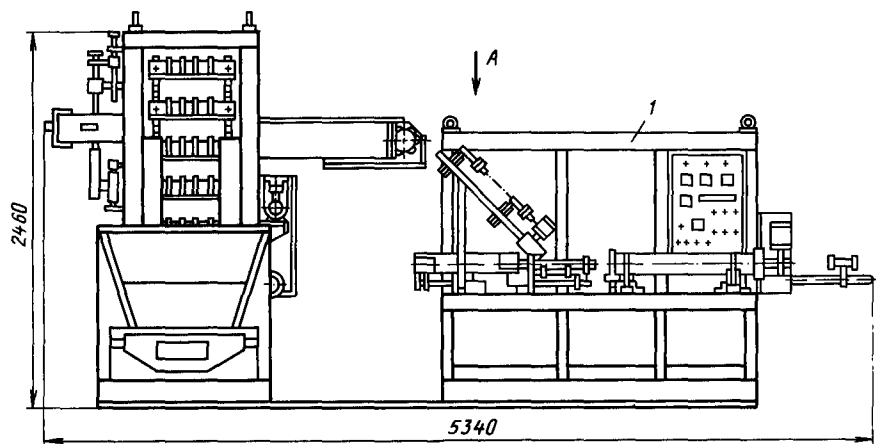
Индукционные закалочные установки (ИЗУ) предназначены для нагрева стальных деталей до температур на поверхности 750—1000 °С с последующим быстрым охлаждением с целью получения слоя повышенной твердости, например мартенситной структуры. Особенности конструктивного выполнения ИЗУ являются: специальная конструкция индуктора, наличие системы охлаждения закаливаемой детали, механизмы и приводы перемещения и вращения закаливаемой детали, наличие закалочного трансформатора. Обычно ИЗУ выполняют в виде двух блоков: закалочной станции и источника питания. Закалочная

станция (рис. 3.13) может иметь один или два закалочных поста, состоящих из индуктора, закалочного трансформатора и механизмов. По режиму нагрева и охлаждения закаливаемой поверхности детали различают одновременную и непрерывно-последовательную закалку. В качестве закалочных сред применяют воду, масло и синтетические жидкости.

Устройства индукционного нагрева ферромагнитной стали (ИНФС) предназначены для ведения технологических процессов с температурой до 600—700 °С; отличаются разнообразием конструкций и широким диапазоном мощностей и габаритов. Во многих случаях применяются индукторы с естественным охлаждением. Примеры устройств ИНФС: химические реакторы с индукционным обогревом (мощности до 2500 кВт), устройства для на-

Таблица 3.5. Характеристики индукционных миксеров для чугуна

Тип миксеров	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Вместимость, т
Тигельный	2,8—17,6	170—840	1,0—10
Канальный:			
шахтный	7,0—50,0	250—2000	2,5—100
барабанный	25,0—115,0	1000—4000	10,0—100



Вид А

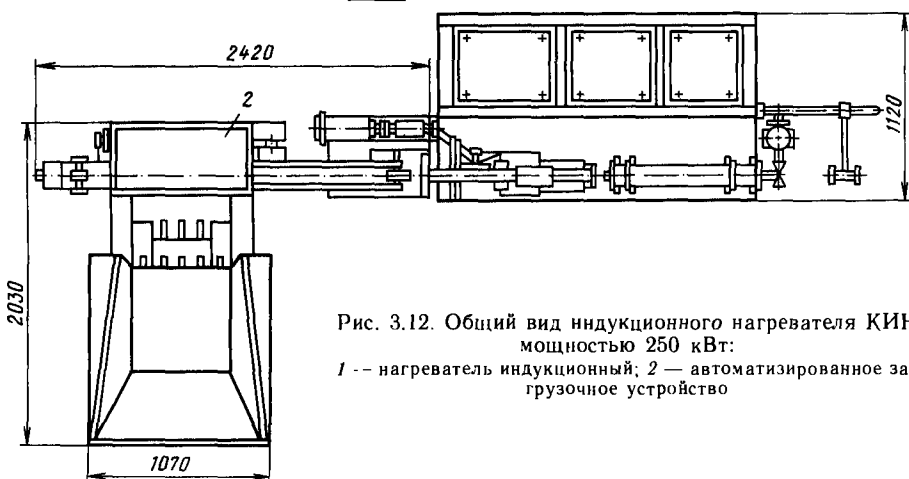
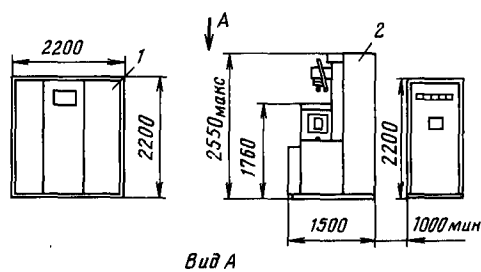


Рис. 3.12. Общий вид индукционного нагревателя КИН мощностью 250 кВт:

1 — нагреватель индукционный; 2 — автоматизированное загрузочное устройство



Вид А

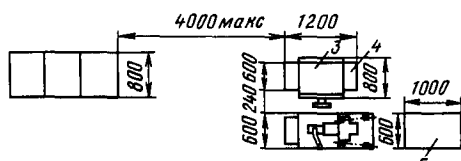


Рис. 3.13. Общий вид и габариты индукционной закалочной установки ИЗ1-160/4:

1 — тиристорный преобразователь частоты; 2 — механизм перемещения; 3 — блок трансформаторный; 4 — батарея конденсаторная; 5 — шкаф управления

грева бандажей под посадку (до 100 кВт), устройства для термообработки сварных швов (до 200 кВт). Разработка и выпуск устройств ИНФС промышленностью осуществляется по заказам [8,11,22].

3.2.4. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЭТУ

Печи электрошлакового переплава (ЭШП) предназначены для получения слитков улучшенного качества из сталей специального назначения (шарикоподшипниковых, жаростойких, валковых и др.). Применяются для получения стальных слитков массой до 5 т, используемых как заготовки для сортового проката. Разработаны и эксплуатируются печи, позволяющие получать слитки массой до 40 т.

В печи ЭШП переплавляемый металл в виде расходуемого электрода погружается в расплавленный шлак. Электрический ток, проходящий через шлаковую ванну, разогревает ее до 1800—2000 °С, при этом расходуемый электрод оплавлялся с торца. Расплавленный металл проходит через шлак и оседает в виде слитка в кристаллизаторе, оборудованном принудительным охлаждением.

Печи ЭШП позволяют получать слитки различных размеров круглого, квадратного и прямоугольного сечений, а также фасонные отливки.

Наибольшее распространение получили однофазные одноэлектродные печи (рис. 3.14).

Плазменные электропечи предназначены для плавки легированных сталей, жаропрочных сплавов, тугоплавких металлов, а также

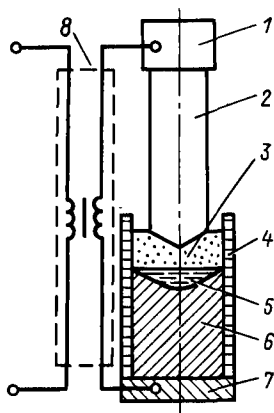


Рис. 3.14. Печь ЭШП:

1 — электрододержатель; 2 — переплавляемый электрод; 3 — слой жидкого шлака; 4 — охлаждаемый кристаллизатор; 5 — ванна жидкого металла; 6 — выплавляемый слиток; 7 — поддон-затравка; 8 — трансформатор

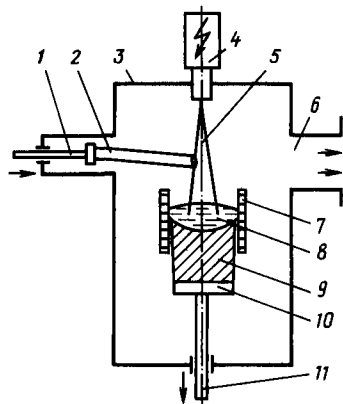


Рис. 3.15. Электронно-лучевая печь:

1 — механизм подачи переплавляемого металла; 2 — переплавляемый металл; 3 — корпус печи; 4 — электронная пушка; 5 — зона прохождения электронного луча; 6 — патрубок подсоединения откачной вакуумной системы; 7 — охлаждаемый кристаллизатор; 8 — ванна жидкого металла; 9 — выплавляемый слиток; 10 — поддон-затравка; 11 — механизм вытяжки слитка

керамических материалов. В плазменной печи возможны прямое восстановление металла и руды, синтез химических соединений и другие процессы, протекающие при высоких температурах (10 000—20 000 °С). Источником теплоты является низкотемпературная плазма, получаемая в плазматроне, работающем на постоянном или переменном токе.

Плазменные плавильные печи выполняются трех типов: с керамическим тиглем для плавки сталей и сплавов на основе никеля, переплава высоколегированных отходов; с металлическим кристаллизатором для плавки тугоплавких, химически высокоактивных, редких металлов; для плавки в гарнисаже с целью получения металлических фасонных отливок, плавки керамики, получения керамических отливок [25].

Электронно-лучевые печи (ЭЛП) применяются для плавления, термической обработки и испарения металлов. В ЭЛП плавят тугоплавкие металлы (вольфрам, молибден, тантал, ниобий), металлы, обладающие высокой химической активностью (цирконий, гафний, титан), высоколегированные стали, медь, никель и др. ЭЛП позволяет переплавлять металлическую шихту любого вида (стружку, гранулят, скрап).

Нагрев в ЭЛП осуществляется в вакууме посредством бомбардировки нагреваемой поверхности пучком ускоренных до энергии 20—50 кэВ электронов. Для ускорения электронов и формирования электронного пучка применя-

ют электронно-лучевые пушки мощностью от нескольких десятков до тысяч киловатт.

Схематическое устройство плавильной ЭЛП приведено на рис. 3.15. Печь состоит из плавильной камеры, в которой с помощью вакуумной системы поддерживается остаточное давление 0,01—0,001 Па. В камере расположен металлический охлаждаемый кристаллизатор. Выплавляемый слиток вытягивается из кристаллизатора вниз механизмом вытягивания, опускающим поддон со слитком. Электронная пушка концентрирует поток ускоренных электронов в узкий пучок и направляет его на поверхность ванны жидкого металла в кристаллизаторе. Переплавляемый металл вводится в пучок электронов, расплавляется и перетекает в ванну жидкого металла.

Современные печи ЭЛП позволяют получать слитки диаметром до 500 мм и длиной до 3000 мм, а также плоские слитки [24].

3.3. ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ В ЭТУ

3.3.1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭТУ С УЛУЧШЕННЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

В СССР на долю ЭТУ приходится около 10 % промышленного потребления электроэнергии. Переход от вагранок к электропечами в литейном производстве, широкое применение электронагрева в химии, производстве бетонных изделий и т. п. связано не только с технологическими преимуществами, но и с экономией энергии. Например, замена паропрогрева бетона индукционным нагревом снижает энергоемкость процесса в среднем в 1,5 раза. Расширение использования ЭТУ предъявляет более высокие требования к их энергетическим показателям, что необходимо учитывать уже на стадии разработки конкретных технологи-

ческих процессов с использованием электронагрева и конкретных типов ЭТУ [1,2,8,16].

Рекомендуемые мероприятия по повышению энергетических показателей ЭТУ приведены в табл. 3.6. Примером эффективности указанных мероприятий является существенное снижение расхода электроэнергии при применении управляющих вычислительных комплексов: в сталеплавильном производстве — на 10 % и производстве ферросплавов — на 12 % по сравнению с расходом электроэнергии при использовании локальных регуляторов [9].

При разработке новых типов ЭТУ основными направлениями экономии электроэнергии являются:

увеличение единичной мощности установок и их вместимости. При этом снижаются электрические и тепловые потери, а также капитальные и эксплуатационные затраты на единицу продукции;

повышение удельной мощности установок, т. е. мощности, отнесенной к единице поверхности, объема или массы обрабатываемого продукта. Это обеспечивает рост производительности и относительное снижение потерь энергии, но ограничениями являются требования по качеству нагрева, например по его равномерности;

применение новых прогрессивных материалов. Например, использование теплоизоляции из волокнистых материалов позволяет снизить тепловые потери на 30—50 % при снижении массогабаритных показателей печи сопротивления;

применение новых конструктивных решений, например применение водоохлаждения кожуха и свода дуговой сталеплавильной печи, а также использование многослойных индукторов с внешним водяным охлаждением в индукционных нагревателях заготовок из цветных металлов. В первом случае существенно снижаются простои дуговой печи

Т а б л и ц а 3.6. Пути повышения энергетических показателей ЭТУ [28]

Мероприятие	Средства достижения	Дополнительный эффект
Обеспечение наибольшей производительности	Многосменный режим работы. Исключение простоев	Полное использование установленной мощности
Предварительный подогрев изделий (шихты)	Использование дешевых энергоносителей и рекуперация энергии	Сокращение времени нагрева
Использование дуплекс-процессов и комбинированного нагрева	Двухстадийные технологические процессы. Использование нескольких видов нагрева	Технологические преимущества. Уменьшение установленной мощности
Улучшение качества управления	Применение управляющих и вычислительных комплексов	Улучшение качества продукции
Отказ от ручного труда	Механизация и роботизация	Улучшение условий труда

Таблица 3.7. Экономическая и энергетическая эффективность внедрения криорезистивных и сверхпроводящих проводников в индукционных нагревателях алюминиевых заготовок (по данным МЭИ)

Показатель	Тип охлаждения индуктора и тип проводника-индуктора		
	Водяное (300 К); обычный ¹	Криогенное	
		Криоре- зистивный 77 К ²	Сверхпро- водящий ³
Мощность потребляемая суммарная, кВт	1160	1320	750
Мощность полезная, кВт	315	475	475
Мощность, потребляемая криоустановкой, кВт	—	500	10
Производительность, т/ч	3,0	4,5	4,5
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	388	293	166
Экономический эффект по сравнению с обыч- ным вариантом, тыс. руб.	—	737	1146

¹ Базовый вариант.

² Данные на основе экспериментов и расчетов.

³ Данные расчетов на основе прогнозов.

на ремонты, во втором значительно возрастает электрический КПД нагревателя;

использование новых достижений физики.

В промышленности уже внедрены основанные на новых физических принципах различные разновидности электроионных, ионных и электронно-ионных ЭТУ. Расширяются области применения и совершенствуются конструкции лазерных ЭТУ. Эти установки обеспечивают во многих случаях снижение расхода энергии для конкретных технологических процессов.

Перспективным является использование в ЭТУ криорезистивных (КР) и сверхпроводящих (СП) проводников. Схема индукционной ЭТУ с криоохлаждением индуктора приведена на рис. 3.16. Усложнение конструкции и увеличение капитальных затрат на систему криоснабжения компенсируется ростом производительности ЭТУ и уменьшением электриче-

ских потерь. При охлаждении жидким азотом (температура 77 К) индуктор выполняется многослойным из сверхчистых металлов: меди, алюминия или бериллия, что позволяет снизить потери примерно на порядок [13,14,19]. В связи с открытием высокотемпературной сверхпроводимости появляются новые возможности повышения энергетической эффективности ЭТУ, причем не только индукционных, но и дуговых, например для снижения потерь и индуктивного сопротивления короткой сети [30]. В табл. 3.7 приведены результаты расчета экономической и энергетической эффективности внедрения КР- и СП-проводников в индукционных нагревателях алюминиевых заготовок.

3.3.2. РАЦИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭТУ

Основными путями экономии электроэнергии при эксплуатации ЭТУ являются [1, 28]:

1) *полное использование рабочего пространства печи или установки.* С уменьшением массы загрузки тепловые потери мало изменяются и, следовательно, возрастает удельный расход электроэнергии. Оптимальное значение загрузки указывается в паспорте ЭТУ;

2) *ускорение технологического процесса,* достигаемое за счет форсирования нагрева на начальной стадии, проведения охлаждения изделий вне печи, ускорения загрузки и выгрузки, например за счет механизации, а также

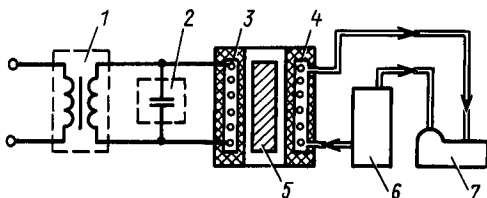


Рис. 3.16. Индукционная электротермическая установка с криорезистивным индуктором: 1 — трансформатор; 2 — конденсаторная батарея; 3 — индуктор; 4 — криостат; 5 — нагреваемая заготовка; 6 — рефрижератор; 7 — компрессор

оргмероприятий: сокращения простоев, плановых ремонтов и т. п. Радикальное средство — модернизация печи: повышение мощности, замена футеровки, введение автоматического управления;

3) *улучшение теплоизоляции*. Необходимо учитывать старение теплоизоляции в процессе эксплуатации, взаимосвязь длительности непрерывной работы печи и толщины теплоизоляции, т. е. учитывать аккумулярованную теплоту, наличие отверстий, через которые теряется теплота за счет излучения и конвекции, наличие тепловых коротких замыканий (тепловых мостов). Необходимо постоянно контролировать состояние теплоизоляции;

4) *замена источников электропитания* на более мощные или с большими возможностями регулирования отдаваемой мощности (например, более мощные трансформаторы с системой регулирования напряжения под нагрузкой), использование источников питания с более высоким КПД, например использование в печах и установках индукционного нагрева тиристорных инверторов вместо вращающихся преобразователей частоты, применение более надежных источников питания и систем электроснабжения;

5) *выбор оптимального графика работы*. Благодаря постоянной готовности к работе некоторые типы ЭТУ могут использоваться в режимах потребления электроэнергии, которые наиболее благоприятны для питающих электрических сетей. Например, индукционные тигельные печи могут плавить металл только в ночное время, а руднотермические печи могут работать только в летний период, когда имеется избыток электроэнергии.

3.3.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

Основными составляющими потерь энергии в ЭТУ являются потери с отходящими печными газами и охлаждающей водой. Для дуговых сталеплавильных печей энергия отходящих газов составляет в общем балансе до 20 %, а их температура на разных этапах процесса плавки равна 600—1300 °С. Нестабильность температуры и состава газов не позволяет использовать их для рекуперации электроэнергии с помощью котлов-утилизаторов и турбогенераторов. Эффективным оказывается использование этих газов для подогрева воздуха, подаваемого в газовые горелки системы предварительного подогрева шихты.

Отходящие газы руднотермических печей содержат горючие компоненты: водород и оксид углерода. Тепловая и химическая энергия газов составляют 50—95 % потребляемой печью электроэнергии, причем режим работы руднотермических печей довольно стабилен. Некоторые характеристики печных (колошниковых) газов руднотермических печей приведены в табл. 3.8 [21]. Энергия газов этих печей используется путем сжигания газов в котельных установках для выработки пара в целях теплофикации и получения электроэнергии, а также для подогрева шихты и в качестве реагента для технологических процессов.

Ряд элементов конструкций ЭТУ имеет водяное охлаждение, однако температура воды невелика: до 50 °С при охлаждении токоведущих элементов и до 60, редко до 80 °С, при охлаждении теплонапряженных элементов (свода печи и т. п.). Применение теплоты го-

Таблица 3.8. Характеристики отходящих печных газов при плавке ферросплавов в руднотермических печах [21]

Вид и марка ферросплава	Выход газа на 1 т продукта, м ³	Температура газа, °С	Энергия газа (физическая и химическая), кВт·ч/т	Отношение энергии газа к удельному расходу энергии, %
Ферросилиций марки:				
ФС75	1750	900—1000	6500	59—75
ФС65	1200	600—700	4300	51—60
ФС45	800	500—600	2900	51—63
ФС25	500	500—600	1800	61—64
Силикомарганец СМн17	730	450—600	2600	55—62
Ферромарганец высокоуглеродистый	630	200—300	2150	46—65
Феррохром углеродистый и перделый	620	200—250	2100	54—68
Кремний кристаллический	2200	1200—1400	8500—11 000	60—95

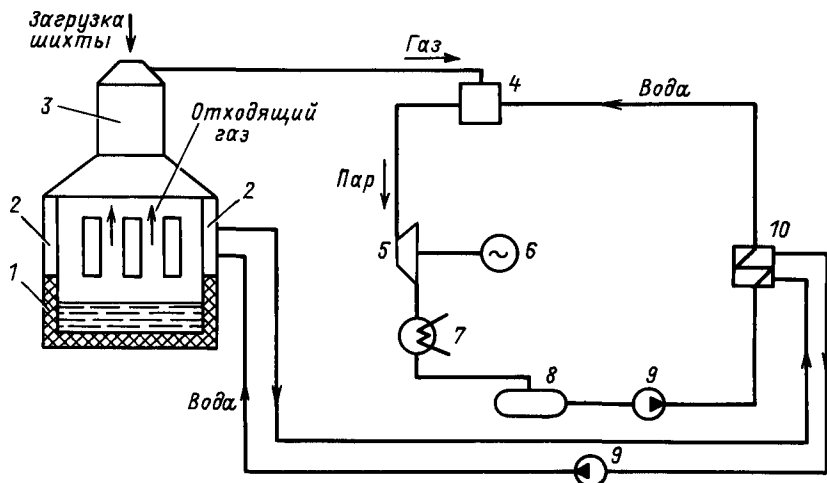


Рис. 3.17. Система утилизации энергии отходящих газов и охлаждающей воды руднотермической печи:

1 — руднотермическая печь; 2 — водоохлаждаемые панели; 3 — камера подогрева шихты; 4 — котел-утилизатор; 5 — паровая турбина; 6 — электрогенератор; 7 — конденсатор; 8 — бак; 9 — насос; 10 — теплообменник

рячей воды возможно для технологических целей, например сушки шихты или других материалов, теплофикации, предварительного подогрева воды для парогенераторов. Для повышения качества теплоты при невысоких температурах теплоносителя целесообразно использовать тепловые насосы различных типов (см. разд. 6 данной книги).

Разрабатываются и в отдельных случаях применяются системы испарительного охлаждения (температура пара до 130 °C) [13]. В этом случае системы утилизации потерь энергии становятся еще более эффективными. При разработке систем утилизации энергии необходимо учитывать режим работы ЭТУ: периодический (например, дуговая сталеплавильная печь и индукционная тигельная печь); непрерывный (например, руднотермические печи нескольких типов). Применяемые на практике системы утилизации потерь энергии в ЭТУ разнообразны. Ниже представлены два примера: система утилизации энергии печных газов и охлаждающей воды руднотермической печи (рис. 3.17) для рекуперации электроэнергии; система использования энергии охлаждающей воды индукционной тигельной печи (рис. 3.18) для целей обогрева помещения и горячего водоснабжения.

Эффективность утилизации тепловых потерь и потерь электроэнергии в ЭТУ характеризуется следующими данными. Потребление энергии литейных заводов на отопление и по-

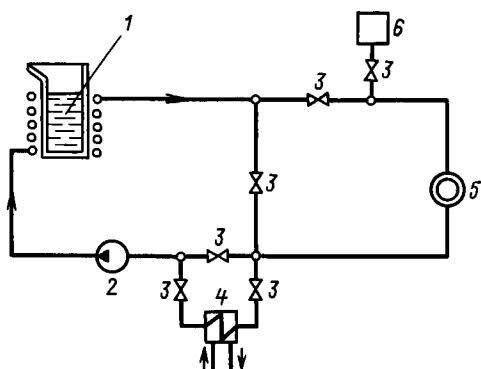


Рис. 3.18. Система использования энергии охлаждающей воды индукционной тигельной печи:

1 — индукционная тигельная печь; 2 — насос; 3 — клапаны; 4 — теплообменник; 5 — потребитель теплоты; 6 — дополнительный источник горячей воды

догрев бытовой воды, составляющее 10—15 % всей потребляемой ими энергии, может быть почти целиком покрыто за счет утилизации энергии. Удельный расход электроэнергии при выплавке ферросплавов при утилизации вторичной энергии отходящих печных газов и охлаждающей воды может быть снижен на 20—30 % [21,23].

3.4. СПЕЦИФИКА УСЛОВИЙ РАБОТЫ МАТЕРИАЛОВ В ЭТУ

3.4.1. ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ НЕСПЛОШНЫХ ЗАГРУЗОК

Значения насыпной массы и эффективной теплопроводности некоторых загрузок при нагреве в окислительной среде (воздух) приведены в табл. 3.9 [17].

Эффективная теплопроводность определяется передачей теплоты излучением, конвекцией и теплопроводностью в местах соприкосновения мелких изделий, составляющих несплошную загрузку [10].

Эффективная теплопроводность загрузки, Вт/(м·К):

для деталей округлой формы

$$\lambda_{\text{экр}} = \lambda_r \left[1 + 3,91 \lambda_r^{0,1} (1-p) \ln \frac{\lambda_m}{\lambda_r} \right] + \frac{3,46 c_s \cdot 10^{-8} T^3 d [3 p e_n + (1-p) e_m]}{1 + (1-p)(1-e_m)}; \quad (3.8)$$

для мелких и средних изделий произвольной формы

$$\lambda_{\text{экр}} = \left[\frac{1-p}{\lambda_m} + \frac{p}{\lambda_r} \right]^{-1}, \quad (3.9)$$

где λ_r , λ_m — теплопроводности газа в загрузке и материала загрузки; p — порозность загрузки; $c_s = 5,67$ Вт/(м²·К⁴) — коэффициент излучения абсолютно черного тела; e_n , e_m — интегральные коэффициенты теплового излучения стенок печи и материала загрузки;

для цилиндрических деталей, уложенных хаотично, рекомендуется порозность определять по формуле

$$p = 0,326 + 0,148 \left(\frac{l}{d} - 1,25 \right)^{0,371}$$

при $1,25 \leq \frac{l}{d} \leq 10$.

Эффективная теплопроводность пакетов и рулонов из n листов при направлении теплового потока:

перпендикулярно листам

$$\lambda_{\text{экр}} = \frac{n \delta_1 + (n-1) \delta_2}{n \delta_1 / \lambda_1 + (n-1) \delta_2 / \lambda_2}; \quad (3.10)$$

параллельно листам

$$\lambda_{\text{экр}} = \frac{n \lambda_1 \delta_1 + (n-1) \lambda_2 \delta_2}{n \delta_1 + (n-1) \delta_2}. \quad (3.11)$$

В (3.10), (3.11) λ_1 — теплопроводность листа толщиной δ_1 ; $\lambda_2 = \lambda_r + \alpha \delta_2$; λ_r — теплопроводность газа между листами; $\alpha = 4 c_s \cdot 10^{-8} e_{\text{пр}} T^3$, где $e_{\text{пр}} = \left(\frac{2}{e} - 1 \right)^{-1}$; e — степень черноты листа.

3.4.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ФУТЕРОВОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЭТУ

Условия работы футеровочных материалов в ЭТУ значительно отличаются от условий их работы в пламенных печах. В ЭТУ отсутствует воздействие на материал футеровки компонентов топлива, а также эрозийное воздействие факела пламени и дымовых газов. Однако появляются специфические требования, связанные с использованием в ЭТУ контролируемых (защитных) атмосфер и наличием электрического напряжения. В печах сопротивления футеровка контактирует с электронагревателями. Поэтому футеровка в ЭТУ должна обладать определенными химическими и физическими, в том числе электроизоляционными, свойствами. В табл. 3.10 приведены рекомендации по применению футеровочных материалов в электропечах сопротивления с контролируемыми атмосферами. Рекоменду-

Т а б л и ц а 3.9. Насыпная масса и эффективная теплопроводность несплошных стальных загрузок

Вид загрузки	Насыпная масса, кг/м ³	Теплопроводность, Вт/(м·К)
Мелкие болты и гайки диаметром 12—25 мм	1650—1800	4,65
Шарики диаметром 10—12 мм	4400	6—10,5
Ролики диаметром 12—30 мм	4350	8—11,6
Тонкие кольца	4350	7—10
Детали в металлической стружке	2000—3000	0,8—1,5
Проволока в бунтах	—	2,3—3,5
Стопа листов толщиной 1 мм	—	0,4—0,6

емые области применения огнеупорных материалов в различных видах ЭТУ приведены в табл. 3.11. Теплофизические свойства футеровочных материалов см. в разд. 8 кн. 1 на-

стоящей серии. Рекомендации по применению теплоизоляционных материалов в различных типах ЭТУ имеются в справочных изданиях [12, 28].

Т а б л и ц а 3.10. Огнеупоры для электропечей [12]

Атмосфера печи	Рекомендуемые материалы футеровки
Эндотермическая, цементационная, экзотермическая	Корундовые, высокоглиноземистые плотные, мулито-кремнеземистые легковесные, шамотные, карбидкремниевые на нитридной и оксинитридной связках, цирконистые, из алюмосиликатных волокон, кордиеритовые
Водород, диссоциированный аммиак (осушенные)	Корундовые, цирконистые, карбидкремниевые, из чистых оксидов тория, гафния, бериллия, иттрия
Водород, диссоциированный аммиак (неосушенные)	Корундовые, высокоглиноземистые плотные, цирконистые, карбидкремниевые, из алюмосиликатных волокон
Воздух	Любые, кроме материалов на основе графита
Инертные газы	Любые
Вакуум	Корундовые, цирконистые, карбидкремниевые, высокоглиноземистые плотные, шамотные легковесные, из алюмосиликатных волокон, карбидкремниевые, чистые оксиды бериллия, тория, иттрия

Т а б л и ц а 3.11. Области применения огнеупорных материалов в ЭТУ [12]

Материал	Область применения
Динас	Своды электросталеплавильных печей, высокотемпературные нагревательные печи непрерывного действия
Шамот	Кладка электропечей (плавильные, нагревательные, для термообработки) с воздушной средой
Шамот-легковес	Кладка электропечей различного назначения
Муллитокремнеземистые и муллитовые огнеупоры	Огнеупорный слой футеровки электропечей различного назначения
Муллитокорундовые огнеупоры	Огнеупорный слой футеровки электропечей различного назначения, в том числе плавильных
Корундовые огнеупоры	Огнеупорный слой футеровки высокотемпературных вакуумных, водородных печей, печей с углеродсодержащей атмосферой, нагревательных, плавильных, для химико-термической обработки
Магнезиальные и магнезиально-шпинелидные огнеупоры	Плавильные электропечи

Продолжение табл. 3.11

Материал	Область применения
Бадделитовые и бадделитоко- рундовые огнеупоры	Футеровка высокотемпературных электропечей с окис- лительной, восстановительной углеродсодержащей атмосфе- рой и вакуумом
Бакор	Футеровка стекловаренных электропечей
Карбидкремниевые огнеупоры	Износостойкие изделия, работающие в воздушной или инертной среде
Оксид алюминия (корунд)	Тигли для плавки металлов, фасонные футеровочные из- делия (стаканы, трубки, бусы, соломка, чехлы для термо- пар)
Диоксид циркония	Тигли для плавки металлов и кислых расплавов, защит- ные обмазки и покрытия на огнеупорах и металлах
Оксид магния	Тигли для плавки чистых металлов, футеровка индук- ционных печей, чехлы термопар
Оксид бериллия	Тигли для плавки чистых веществ и металлов
Оксид тория	Тигли для плавки в вакууме активных металлов
Оксид иттрия	Высокотемпературный электроизолятор
Огнеупорные муллитокремнезе- мистые волокнистые изделия	Огнеупорная и теплоизоляционная часть футеровки электропечей сопротивления
Муллитовые (на основе Al_2O_3) огнеупоры	Огнеупорная часть футеровки электропечей различного назначения
Огнеупорные бетоны и массы	Сложнофигурные футеровки электропечей сопротивле- ния, футеровки канальных и тигельных электропечей
Огнеупорные порошки	Футеровка подовых камней индукционных медеплавиль- ных печей, тигли индукционных печей для плавки чугуна и стали

3.5. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕРИЙНО ВЫПУСКАЕМЫХ ЭТУ

К серийно выпускаемым промышленно-
стью ЭТУ относятся главным образом элек-
тропечи сопротивления различных типов, ду-
говые сталеплавильные печи, руднотермиче-
ские печи, индукционные тигельные и каналь-
ные печи, индукционные нагреватели и за-
калочные установки. Техничко-экономические
характеристики этих видов ЭТУ приведены
в табл. 3.12 — 3.18, в которых использованы
данные прейскуранта оптовых цен на промыш-

ленные печи и нагревательные установки [15].
В этот прейскурант постоянно вносятся допол-
нения с характеристиками вновь разработа-
нных ЭТУ, что частично нашло отражение
в таблицах.

Дополнительная информация о выпускае-
мых в стране ЭТУ и комплектующем электро-
оборудовании содержится в справочных изда-
ниях по электротермическому оборудованию
[27, 28], а также в каталогах, проспектах
и информационных листах, издаваемых
ВНИИ электротермического оборудования
(ВНИИЭТО) и Информэлектро Минэлектро-
техпрома СССР.

Т а б л и ц а 3.12. Электropечи сопротивления

Типоразмер печи	Рабочая температура, °С	Мощность, кВт	Масса садки, кг (производительность, кг/ч)	Габариты рабочего пространства, мм	Оптовая цена за штуку [15], руб.	Область применения
СНО $\frac{5.5.5}{5}$	500	15	30—40	500×500×500	1600	Сушка электродов и флюсов
СНА $\frac{6.5.22.10}{6}$	650	100	1250	650×2200×100	15 800	Газовое азотирование
СНО $\frac{7.6.3.10}{6}$	600	26	230	700×630×1000	4200	Отжиг стекла, термообработка
СНО $\frac{3.6.2}{10}$	1000	14	100	300×600×200	890	Та же
СНО $\frac{3.4.2.5}{13}$	1300	30	120	300×400×250	3000	Нагрев под закалку или штамповку
СШЗ $\frac{6.6}{7}$	700	37,2	600	Диаметр 600, высота 600	3600	Отпуск стальных изделий
США $\frac{5.7.5}{6}$	650	42,5	400	Диаметр 500, высота 750	3150	Газовое азотирование
СГЗ $\frac{16.16}{7}$	700	148	10 000	Диаметр 1600, высота 1600	35 000	Диффузионный отжиг
СДО $\frac{10.12.5.10}{5}$	500	79,4	1700	1000×1250×1000	11 600	Подогрев штампов, пресс-форм
СДО $\frac{14.20.10}{12}$	1200	210	8000	1400×2000×1000	8000	Нагрев крупногабаритных деталей
СКЗ $\frac{4.20.1}{7}$	900	149,5	(100—160)	400×2000×100	38 000	Закалка
СКЗ $\frac{8.40.1}{9}$	900	387,3	(400—600)	800×4000×100	45 000	Закалка
СКО $\frac{12.75.4}{3}$	350	134,2	(400—640)	1400×7500×400	17 300	Отпуск
СТЦ $\frac{10.100.5}{10}$	950	606	(400)	1000×10 000×500	107 900	Агрегат для цементации
СРО $\frac{11.80.5}{8}$	800	388,8	(1500)	1100×7860×500	48 700	Отжиг листа
САО $\frac{21.11.3}{5}$	500	75	(250)	диаметр $\frac{2100}{900}$, высота 400	9000	Термообработка цветных сплавов
САЗ $\frac{11.5.3}{10}$	950	44	(100)	300×250×400	6400	Закалка
СИЗ $\frac{4.10.1}{9}$	900	88,6	(160)	400×2000×100	9000	Закалка

Примечание. В типоразмере печи первая буква (С) обозначает нагрев сопротивлением, вторая — основной конструктивный признак (Н — камерная, Ш — шахтная, Г — колпаковая, Д — с подвижным подом; К — конвейерная, Т — толкательная, Р — рольганговая, А — карусельная, И — с пульсирующим подом), третья — атмосферу нагрева (О — окислительная, З — защитная, А — азот, Ц — цементационная). В числителе дроби — размеры рабочего пространства печи, мм, в знаменателе — рабочая температура печи (сотни градусов Цельсия).

Таблица 3.13. Дуговые сталеплавильные электропечи

Типоразмер печи	Мощность трансформатора, МВ·А	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	Время расплавления, ч	Оптовая цена за штуку [15,29], руб.
ДСП-0,5	0,63	558	0,75	11 500
ДСП-1,5	1,25	479	0,75	29 000
ДСП-3	2,0	465	1,2	39 000
ДСП-6	4,0	480	1,0	72 000
ДСП-12	8,0	470	—	—
ДСП-25	12,5—15,0	460	1,5	290 000
ДСП-50	20,0	440	—	—
ДСП-100	32—50	405	—	—
ДСП-200	125	400	—	—

Примечание. В типоразмере печи первая буква обозначает вид нагрева (дуговой), вторая — выплавляемый металл (С — сталь), третья — конструктивную особенность (П — поворотный свод). Цифры после букв — вместимость печи, т.

Таблица 3.14. Руднотермические печи

Типо- раз- мер печи	Мощ- ность транс- форма- тора, кВ·А	Размеры ванны, м		Основное назначение
		Диаметр	Глубина	
РКО-2,5	2500	2700	1200	Выплавка малоуглеродистого ферромарганца
РКО-3,5	3500	2500	1100	Выплавка рафинированного феррохрома
РКО-4,5	4500	3500	1340	Выплавка рудно-известкового расплава для получения рафинированного феррохрома
РКО-16,5	16 500	6100	2300	Выплавка ферросилиция, силикомарганца, феррохрома
РКЗ-16,5	16 500	6630	2800	Выплавка ферросилиция, силикомарганца
РКЗ-33	33 000	8400	3500	Выплавка ферросилиция, силикохрома, силикомарганца, феррохрома
РКЗ-80	80 000	16 860	6760	Возгонка желтого фосфора
РКЗ-48	48 000	8500	4350	Возгонка желтого фосфора
РПЗ-48	63 000	20 400×7100 (прямоуголь- ная)	4500	Выплавка марганцевых сплавов
РПЗ-63	63 000	23 000×8200 (прямо- угольная)	4500	Выплавка марганцевых сплавов

Примечание. В типоразмере печи первая буква обозначает вид нагрева (Р — руднотермический, дуговой смешанный), вторая форму ванны (К — круглая, П — прямоугольная), третья — конструктивный признак печи (О — открытая, З — закрытая); цифры после букв — мощность печи, МВ·А.

Таблица 3.15. Индукционные плавильные тигельные печи промышленной и повышенной частоты

Типоразмер печи	Частота, Гц	Габариты, мм	Масса, кг	Оптовая цена, руб.	Дополнение к прейскуранту
ИСТ-0,06/0,05	2400	1010×1203×1325	5550	4700	—
ИСТ-0,16/0,25ИЗ	2400	1220×1042×2052	2590	10 000	№ 38 от 1.02.83
ИСТ-0,25/0,3И1	2400	1220×1175×930	640	11 000	№ 16 от 19.02.82
ИСТ-0,4/0,5ИЗ	2400	1192×1300×2800	—	16 000	№ 96 от 8.04.86
ИСТ-1/0,8М5	1000	1710×2680×1947	4530	27 000	№ 3 от 12.05.81
ИСТ-2,5/2,4МЗ	500	2400×3060×2660	28 700	59 000	№ 4 от 26.05.81
ИСТ-2/2,4М1	500	12 000×20 900×6460	58 630	119 000	№ 63 от 28.08.84
ИЧТ-1/0,4С2	50	5600×8700×5600	5000	39 000	—
ИЧТ-2,5/1С4	50	5600×11 600×12 000	9600	64 000	—
ИЧТ-6/1,6С7	50	7000×16 000×5860	17 500	74 800	—
ИЧТ-10/2,5С4	50	4060×6900×7630	65 300	114 000	№ 89 от 24.12.85
ИЧТ-31/7,1И1	50	13 250×10 500×8640	117 100	500 000	№ 89 от 24.12.85
ИЧТМ-10/1,3М1	50	3600×4000×6950	36 500	87 300	—
ИСВ-0,6НИМЗ	1000	11 295×10 735×7560	94 500	400 000	—

Примечания: 1. В обозначении типоразмера печи: ИСТ, ИЧТ, ИЧТМ, ИСВ — соответственно открытая печь для плавки стали, то же для плавки чугуна, миксер для чугуна, вакуумная печь для стали; числитель в дроби — вместимость печи, т, знаменатель — мощность, МВт; буква и цифра — модификация конструкции.

2. Стоимость и масса источника питания не учтены.

Таблица 3.16. Канальные индукционные печи

Типоразмер печи	Мощность, кВт·А	Габаритные размеры, мм	Масса, кг	Оптовая цена, руб.	Дополнение к прейскуранту
ИЧКМ-6 01	630	12 500×14 300×10 055	44 100	53 000	№ 5 от 25.06.81
ИЧКМ-10 С1	630	2766×3900×4767	28 500	45 000	№ 43 от 31.5.83
ИЧКМ-40/1,0-И1	970	5120×8200×5000	65 500	84 000	№ 120 от 15.6.87
ИЛК-1 С2	400	7930×5790×5800	5050	15 300	№ 28 от 6.7.82
ИЛК-0,4С1	100	1060×1355×1500	900	4300	—
ИЛК-1,6 С2	1000	6000×7010×5896	14 858	26 000	—
ИЛКМ-6 С5	400	4594×3953×4032	23 200	39 000	№ 43 от 31.5.83
ИАК-40/3,5-И1	4800	6900×6040	128 395	450 000	№ 105 от 12.9.86

Примечания: 1. В обозначении типоразмера печи: ИЧКМ, ИЛК, ИЛКМ, ИАК — соответственно миксер для чугуна, печь для плавки латуни, миксер для латуни, печь для алюминия; цифра — вместимость печи, т; цифра в знаменателе — мощность базового варианта, МВт; буква и цифра — модификация конструкции.

2. Стоимость и масса трансформатора, комплектно-распределительного устройства и шкафов управления не учтены.

Таблица 3.17. Индукционные нагревательные установки

Типоразмер установки	Габариты загрузки, мм		Масса установки, кг	Оптовая цена, руб.
	Длина	Диаметр		
ИК1-250/2,4	70—250	25—60	—	27 000
ИК3-500/1	100—600	70—150	—	51 000
ИК4-500/2,4	70—600	30—80	—	52 000
ИК1-750/1	100—600	70—150	—	56 000
КИН11-250/2,4	70—400	20—45	—	17 800
КИН12-250/10	70—400	20—45	—	16 000
КИН14-500/1	100—600	70—150	—	18 000
КИН15-500/2,4	70—600	30—80	—	21 000
КИН16-500/10КП	70—600	20—45	—	21 000
КИН10-750/1	100—600	70—150	—	22 000
КИН11-750/2,4	70—600	30—80	—	22 000
ИНТ9-250/2,4	70—250	25—60	4720	33 000
ИНТ1-500/2,4	70—400	25—80	7800	56 000
ИНТ2-500/1	100—400	60—130	7950	57 000
ИН3-500/10	2500—3000	17—30	3460	24 000
ИН3-1250/4	4500—5000	50	8130	50 000
ИН1-3250/2,4	4000—6000	40—60	27 660	76 700
ИН5-750/10	2500—10 000	20—32	—	34 700
ИН2-250/10	2500—10 000	12—18	—	18 050
ИН4-750/2,4	2500—6000	35—80	—	39 600
ИН3-1500/1	3500—6000	80—100	—	58 100

Примечания: 1. В обозначении типоразмера установки: буквы и цифра — модификация нагревателя стальных заготовок; числитель в дроби — мощность, кВт; знаменатель — частота тока, кГц.
2. Температура нагрева стальных заготовок 1200 °С.

Таблица 3.18. Индукционные установки для поверхностной заделки

Типоразмер установки	Площадь нагреваемой поверхности, см ² ; минимальный диаметр загрузки, мм; глубина закаленного слоя, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг	Оптовая цена, руб.
ИЗ4-100/8	200; 19; 1,5—5	1300×3300×2035	3405	7900
ИЗ3-200/2,4	400; 35; 2,5—10	1300×5000×2035	5014	9300
ИЗ3-100/2,4	200; 35; 2,5—10	1300×3300×2035	2960	7900
ИЗ4-200/8	400; 19; 1,5—5	1300×5000×2035	5904	9300
ИЗ6-100/2,4	210; 35; 2,5—10	—	2582	12 500
ИЗ7-100/8	210; 19; 1,3—5	—	2582	12 500
ИЗ6-200/2,4	420; 35; 2,5—10	—	2819	14 000
ИЗ7-200/8	420; 19; 1,3—5	—	2819	14 000
ИЗ2-250/10	— — 1,1—4,5	—	—	25 000
ИЗ1-250/4	— — 1,8—7,5	—	—	23 400
ИЗ1-160/4	— — 2,5—7,5	—	—	21 800
ИЗ1-500/1	— — 3,6—16	—	—	27 300
ИЗ2-500/4	— — 1,8—7,5	—	—	29 200

Примечание. В обозначении типоразмера установки: ИЗ1 — ИЗ7 — закалочная установка соответствующей модификации; числитель в дроби — мощность, кВт; знаменатель — частота тока, кГц.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альтгаузен А. П. Применение электронагрева и повышение его эффективности. М.: Энергоатомиздат, 1987.

2. Альтгаузен А. П., Берзин В. А. Снижение энергетических затрат при термоупрочне-

нии с применением электронагрева // Электротехника. 1986. № 3. С. 8—10.

3. Альтгаузен А. П., Бородачев А. С., Попов А. Н. Широкое внедрение электротермии — важнейшее направление энергосбережения // Электротехника. 1986. № 3. С. 2—5.

4. Глуханов Н. П., Федорова И. Г. Высо-

кочастотный нагрев диэлектрических материалов в машиностроении.— 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Машиностроение, 1983.

5. Гутман М. Б., Пронько М. Г., Пылаева З. Л. Электрические печи сопротивления с принудительной циркуляцией атмосферы. М.: Энергоатомиздат, 1985.

6. Долгов И. Ю. Перспективы применения тепловых насосов для экономии энергетических ресурсов // Электротехника. 1986. № 3. С. 32—35.

7. Егоров А. В., Моржин А. Ф. Электрические печи для производства сталей. М.: Металлургия, 1975.

8. Жуковский В. Е., Кувалдин А. Б. Индукционные установки низкотемпературного нагрева для различных технологических процессов // Электротехника. 1986. № 3. С. 16—19.

9. Каллистратов В. А., Ковалев В. Н., Давыдов В. П. Энергосберегающая автоматика крупных электротермических установок // Электротехника. 1986. № 3. С. 10—13.

10. Кацевич Л. С. Теория теплопередачи и тепловые расчеты электрических печей. М.: Энергия, 1977.

11. Кувалдин А. Б. Индукционный нагрев ферромагнитной стали. М.: Энергоатомиздат, 1988.

12. Материалы для электротермических установок: Справочное пособие / Под ред. М. Б. Гутмана. М.: Энергоатомиздат, 1987.

13. Методы снижения и использования потерь энергии в индукционных установках / А. Б. Кувалдин, И. П. Сальникова, Э. Кольбе, Х. Зеебер // Электротехника. 1984. № 4. С. 42—45.

14. Перспективы применения криогенной техники в электротермии / В. А. Григорьев, М. М. Соколов, В. М. Бродянский, А. Б. Кувалдин, Е. В. Аметистов // Электротехническая промышленность. Сер. Электротермия. 1980. № 1. С. 9—11.

15. Прейскурант № 15—14. Оптовые цены на промышленные печи и нагревательные установки. М.: Прейскурантиздат, 1981.

16. Простяков А. А. Индукционные печи и миксеры для плавки чугуна. М.: Энергия, 1977.

17. Свенчанский А. Д. Электрические промышленные печи. Часть первая. Электрические печи сопротивления.— 2-е изд. М.: Энергия, 1975.

18. Смоляренко В. Д., Кузнецов Л. Н. Энергетический баланс дуговых сталеплавильных печей. М.: Энергия, 1973.

19. Соколов М. М., Кувалдин А. Б., Анд

рюшин Н. Ф. Энергетическая эффективность индукционных электротермических установок с использованием криорезистивных систем // Экономия энергоресурсов в электротермических и термических установках и процессах. М. МДНТП, 1984. С. 56—60.

20. Установки индукционного нагрева / Под ред. А. Е. Слухоцкого. Л.: Энергия, 1981.

21. Утилизация вторичной энергии, выделяемой в ферросплавных электропечах / В. Л. Розенберг, Л. А. Рязанцев, А. Г. Лыков // Электротехника. 1986. № 3. С. 20—23.

22. Химические аппараты с индукционным обогревом / С. А. Горбатков, А. Б. Кувалдин, В. Е. Минеев, В. Е. Жуковский. М.: Химия, 1985.

23. Цишевский В. П. Возможности утилизации тепловых потерь плавильных электропечей // Электротехническая промышленность. Сер. Электротермия. М. Информэлектро. 1982. № 1. С. 3—5.

24. Электрические печи сопротивления и дуговые печи / М. Б. Гутман, Л. С. Кацевич, М. С. Лейкаид и др. М.: Энергоатомиздат, 1983.

25. Электрические промышленные печи. Дуговые печи и установки специального нагрева / Под ред. А. Д. Свенчанского.— 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоиздат. 1981.

26. Электронные плавильные печи / Под ред. М. Я. Смелянского. М.: Энергия, 1971.

27. Электрооборудование и автоматика электротермических установок / Под ред. А. П. Альтгаузена, М. Д. Бершицкого, М. Я. Смелянского, В. М. Эдемского. М.: Энергия, 1978.

28. Электротермическое оборудование: Справочник / Под общ. ред. А. П. Альтгаузена.— 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1980.

29. Электротехника СССР. Электротермическое оборудование. М.: Информэлектро, 1987.

30. Эффективность применения криоохлаждаемой короткой сети рудовосстановительной печи / А. Б. Кувалдин, А. А. Капранов, В. Л. Розенберг и др. // Оптимизация процессов в электротермических установках с применением ЭВМ. Сб. науч. трудов. № 122. М.: Изд-во МЭИ, 1987. С. 50—59.

31. СО₂-лазеры для термоупрочнения сталей и чугунов / А. С. Бородачев, М. Б. Гутман, Г. К. Рубин // Электротехника. 1986. № 3. С. 5—7.

32. *Elektrowärme. Theorie und Praxis.* Essen: Verlag W. Girardet. 1974.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ТЕПЛО- И МАССООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И УСТАНОВКИ

4.1. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

4.1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

Теплообменные аппараты — устройства, в которых осуществляется процесс передачи теплоты от одного теплоносителя к другому.

По принципу действия теплообменные аппараты (теплообменники) разделяются на *рекуперативные, регенеративные и смешительные*.

В рекуперативных теплообменниках горячая и холодная среда протекают одновременно и теплота передается через разделяющую их стенку (котлы, подогреватели, испарители, конденсаторы и др.).

В регенеративных теплообменниках одна и та же поверхность нагрева через определенные промежутки времени омывается то горячим, то холодным теплоносителем. В период контакта стенки с горячим теплоносителем стенка нагревается, а в период подачи холодной среды охлаждается, нагревая среду за счет аккумулированной теплоты. К таким аппаратам относятся воздухоподогреватели газотурбинных установок, мартеновских и доменных печей.

Смесительные теплообменники предназначены для осуществления тепло- и массообменных процессов при непосредственном контакте теплоносителей. К таким теплообменникам относятся оросительные полые, насадочные и барботажные аппараты.

Наибольшее применение в промышленности находят рекуперативные теплообменники, которые по взаимному направлению движения теплоносителей разделяют на *прямоточные, противоточные, с перекрестным и смешанным током*.

По принципу взаимодействия теплоносителей различают системы: *жидкость — жидкость, пар — жидкость, газ — жидкость, пар — пар, пар — газ и газ — газ*.

По конструктивным признакам рекуперативные теплообменники подразделяются на

змеевиковые, трубчатые, труба в трубе, кожухотрубчатые, спиральные, пластинчатые и специальные.

Наиболее доступными и распространенными теплоносителями, применяемыми в теплообменниках, являются вода, водяной пар, воздух, дымовые газы. В ряде случаев более эффективными оказываются кремнийорганические, жидкометаллические и другие высокотемпературные теплоносители [9, 12].

4.1.2. РАСЧЕТ РЕКУПЕРАТИВНЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

Принято выделять проектный (или конструкторский) и поверочный расчеты теплообменников.

Проектный расчет проводят, если требуется создать новый, не выпускаемый промышленностью аппарат. При этом известны его тепловая мощность, расходы и начальные параметры (температура, давление) теплоносителей, их теплофизические свойства, условия эксплуатации теплообменника и другие сведения, необходимые для выбора конструктивных материалов, конструктивных размеров, компоновки теплообменника. Проектный расчет включает *тепловой конструктивный, гидравлический, механический, компоновочный и технико-экономический* расчеты.

Результатом теплового конструктивного расчета является значение площади поверхности теплообмена F , m^2 , для расчета которой используют один из трех методов: *метод среднего температурного напора, метод эффективности, метод средней интенсивности теплообмена*.

В первом случае используют уравнение теплопередачи

$$F = Q / (k \Delta t),$$

где Q — тепловая мощность; k — коэффициент теплопередачи; Δt — средний температурный напор.

Тепловую мощность теплообменника определяют из уравнения теплового баланса

$$Q = G_1 \delta h_1 = G_2 \delta h_2,$$

где G_1 и G_2 — массовые расходы горячего и холодного теплоносителей; $\delta h_1 = h'_1 - h''_1$ и $\delta h_2 = h'_2 - h''_2$ — изменения энтальпий соответственно греющего и нагреваемого теплоносителей; h'_1 , h'_2 и h''_1 , h''_2 — начальные и конечные значения их энтальпий (при отсутствии фазовых превращений $h = c_p t$, здесь c_p и t — удельная изобарная теплоемкость и температура теплоносителя); η — коэффициент, учитывающий потери теплоты в окружающую среду ($\eta = 0,97 \div 0,99$).

Коэффициент теплопередачи поверхности нагрева трубчатых, пластинчатых, спиральных промышленных аппаратов рассчитывают обычно по формуле для плоской стенки (см. п. 3.3.4 кн. 2 настоящей серии)

$$k = \left[\frac{1}{\alpha_1} + R_1 + R_{ст} + R_2 + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1},$$

где α_1 и α_2 — коэффициенты теплоотдачи греющего и нагреваемого теплоносителей; $R_{ст} = \delta/\lambda$ — термическое сопротивление стенки, разделяющей теплоносители; здесь δ — толщина и λ — теплопроводность материала стенки; R_1 и R_2 — термические сопротивления загрязнений поверхности нагрева со стороны каждого из теплоносителей.

Ориентировочные значения R_1 и R_2 можно принять по табл. 4.1. Значения коэффициентов теплоотдачи рассчитывают по формулам,

Таблица 4.1. Ориентировочные термические сопротивления различных загрязнений на стенках теплообменников

Теплоноситель и загрязнение	R , $\text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$
Пары:	
воды	0,0009
органических жидкостей	0,00011
хладагентов (хладонов)	0,00010
Жидкости:	
вода речная	0,00017—0,00035
вода оборотная	0,00018—0,00023
вода морская	0,00021—0,00053
органические жидкости	0,00020—0,00035
нефть	0,00029
масла	0,00035
мазут	0,00050
Загрязнения в виде твердых веществ при толщине слоя 0,5 мм:	
накипь	0,00033
ржавчина	0,00050
гипс	0,00083
известь	0,00042

рекомендованным в § 3.6 кн. 2 настоящей серии; см. также [29, 31, 32, 37].

При расчете α_1 и α_2 предварительно выбирают тип теплообменника, характерные размеры каналов и задаются скоростями теплоносителей с учетом их вязкости:

μ , Па·с	1,5	0,5—1,0	0,1—0,5
w , м/с	0,6	0,75	0,85

μ , Па·с	0,035—0,1	0,001—0,035
w , м/с	1,5	2,4—1,8

Рекомендаций по выбору скоростей газов и паров приведены в табл. 4.2.

После расчета размеров поверхности и проходных сечений выбранные значения скоростей проверяют по уравнениям неразрывности каждого теплоносителя

$$G_1 = \rho_1 w_1 f_1; \quad G_2 = \rho_2 w_2 f_2,$$

где ρ_1 , ρ_2 и w_1 , w_2 — средние плотности и скорости теплоносителей в каналах теплообменника; f_1 и f_2 — площади живых (проходных) сечений каналов.

При заметном влиянии разницы температур теплоносителей и стенок каналов на тепло-

Таблица 4.2. Допустимые скорости паров и газов в теплообменниках, м/с, при различных значениях молекулярной массы

Давление в аппарате, МПа	Молекулярная масса					
	18	29	44	100	200	400
0,17	36	25	21	15	12	10,5
0,45	18	15	12	9	7	6
0,8	15	12	9	7	5,5	5
3,6	10	8,5	6	5	4	3,5
7,0	9	7,5	5	4	—	—

Таблица 4.3. Ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи теплообменников со стальной поверхностью

Теплоноситель	k , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Воздух — воздух	5—25
Воздух — вода	10—40
Воздух — конденсирующийся пар	15—50
Вода — вода	150—1000
Вода — конденсирующийся пар	1000—2000
Конденсирующийся пар — кипящая вода	1500—3000
Конденсирующийся пар — масло	300—500

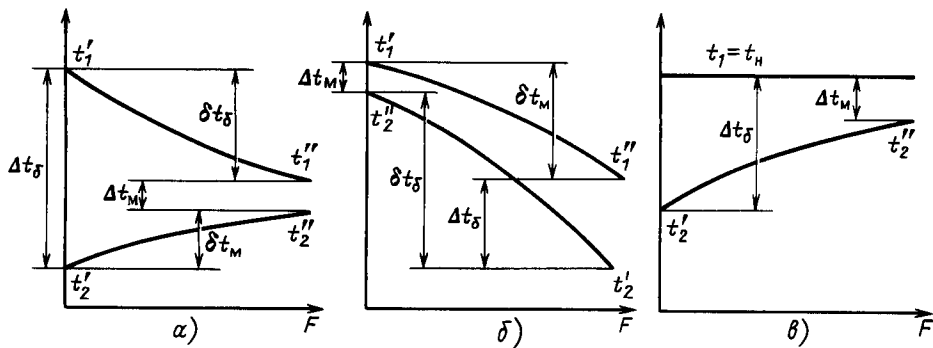


Рис. 4.1. Графики изменения температур теплоносителей в теплообменниках:

а — при прямотоке; б — при противотоке без фазовых превращений; в — при изменении фазового состояния (конденсации) греющего теплоносителя

обмен, например при вынужденном течении жидкостей с числом Прандтля более пяти, при естественной конвекции и фазовых изменениях теплоносителей, температурой стенки предварительно задаются, поскольку она заранее неизвестна. После вычисления коэффициентов теплоотдачи ее проверяют, используя условие постоянства плотности теплового потока через стенку для установившегося режима. Можно также задаться предварительно плотностью теплового потока или коэффициентом теплопередачи с последующей их проверкой.

Ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи для промышленных теплообменников приведены в табл. 4.3.

Средний температурный напор рассчитывают как среднелогарифмический при выполнении условия $\Delta t_6/\Delta t_m > 4,5$, если движение теплоносителей без изменения фазового состояния является прямоточным или противоточным (рис. 4.1; здесь Δt_6 и Δt_m — соответственно наибольший и наименьший температурные напоры):

$$\Delta t = \Delta t_{\text{л}} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln (\Delta t_6 / \Delta t_m)}. \quad (4.1)$$

При кипении или конденсации одного из теплоносителей формула (4.1) справедлива для любой схемы движения теплоносителей. Если $\Delta t_6/\Delta t_m < 4,5$, можно пользоваться упрощенной зависимостью $\Delta t = 0,5 (\Delta t_6 + \Delta t_m) - 0,1 (\Delta t_6 - \Delta t_m)$, а при $\Delta t_6/\Delta t_m < 1,8$ — зависимостью $\Delta t = 0,5 (\Delta t_6 + \Delta t_m)$. На участке поверхности, где происходит фазовое изменение обоих теплоносителей, температурный напор равен разности температур насыщения теплоносителей при их давлениях в каналах.

При отсутствии фазовых превращений теплоносителей для перекрестной и более

сложных схем

$$\Delta t = \Delta t_{\text{л}}^n \varepsilon_{\Delta t},$$

где $\Delta t_{\text{л}}^n$ — среднелогарифмический температурный напор для противотока; $\varepsilon_{\Delta t}$ — поправочный коэффициент, значение которого определяется схемой движения и параметрами $P = \delta t_2 / \Delta t_{\text{н}} = (t_2'' - t_2') / (t_1' - t_2')$; $R = \delta t_1 / \delta t_2 = (t_1' - t_1'') / (t_2'' - t_2')$. Номограммы $\varepsilon_{\Delta t}(P; R)$ для некоторых распространенных схем приведены на рис. 4.2.

При выполнении расчетов на ЭВМ удобнее использовать аналитические зависимости для Δt или $\varepsilon_{\Delta t}(P, R)$ [37, 42]. Однако они, как правило, громоздки и не являются универсальными, что затрудняет их практическое применение.

В последнее время все большее распространение находит метод эффективности, основанный на использовании $\varepsilon(N, \omega)$ -характеристик. Здесь ε — эффективность теплообменника, принимаемая равной

$$\varepsilon = Q / [(Gc)_m(t_1' - t_2')] =$$

$$= Q / [(Gc)_m \Delta t_{\text{н}}] = \delta t_6 / \Delta t_{\text{н}} =$$

$$= (\delta t_m / \Delta t_{\text{н}}) [(Gc)_6 / (Gc)_m];$$

$$(Gc)_m = \min \{G_1 c_1; G_2 c_2\};$$

$$(Gc)_6 = \max \{G_1 c_1; G_2 c_2\};$$

$$N = \kappa F / (Gc)_m \text{ — число единиц переноса;}$$

$$\omega = (Gc)_m / (Gc)_6 = \delta t_m / \delta t_6.$$

Характеристики теплообменников с прямоточным, противоточным, а также перекрестным течением теплоносителей показаны на рис. 4.3. В предельном случае, при $\omega \rightarrow 0$, например при конденсации пара, охлаждаемого

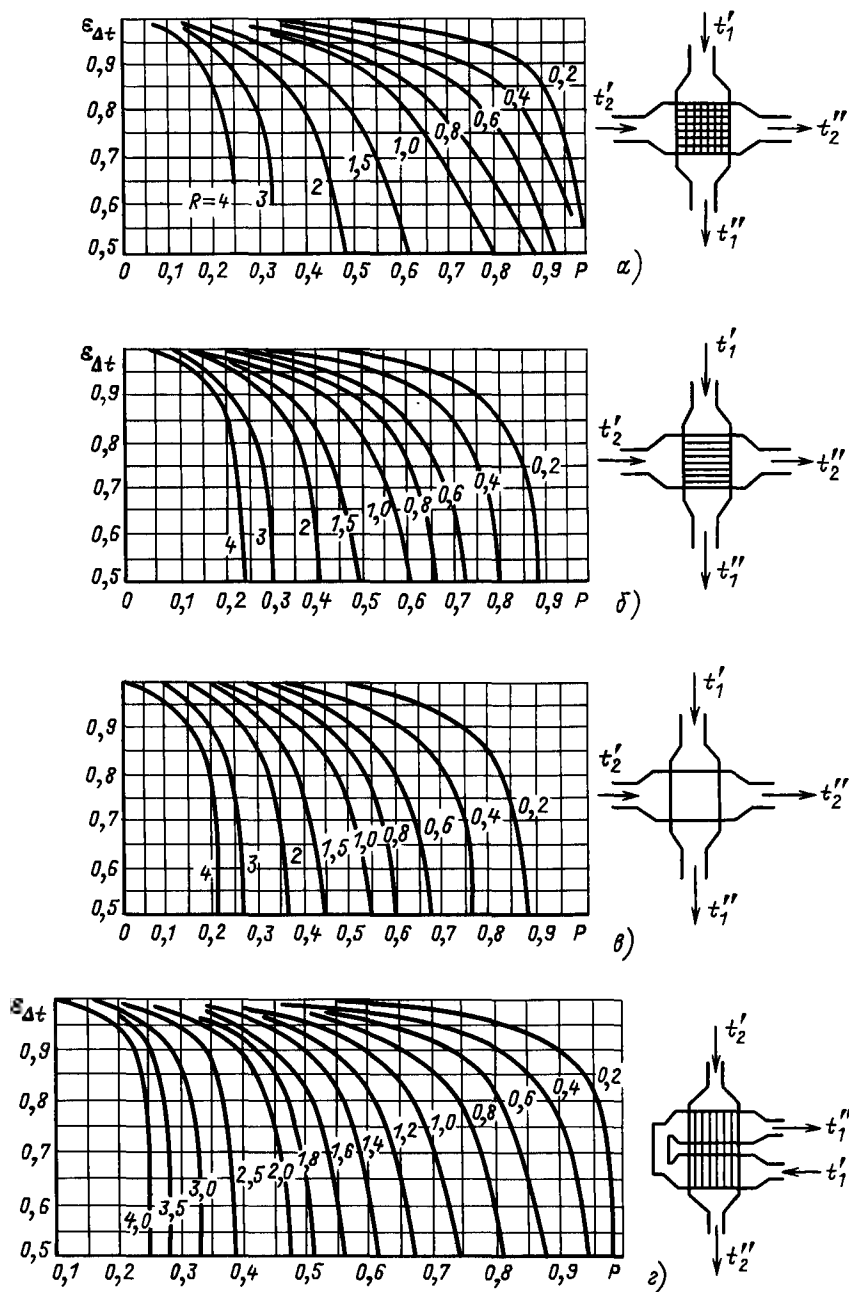


Рис. 4.2. Поправочный коэффициент к среднему температурному напору: а — оба теплоносителя не перемешиваются; б — схемы с перекрестным движением теплоносителей; в — оба теплоносителя перемешиваются; г — перемешивается один теплоноситель;

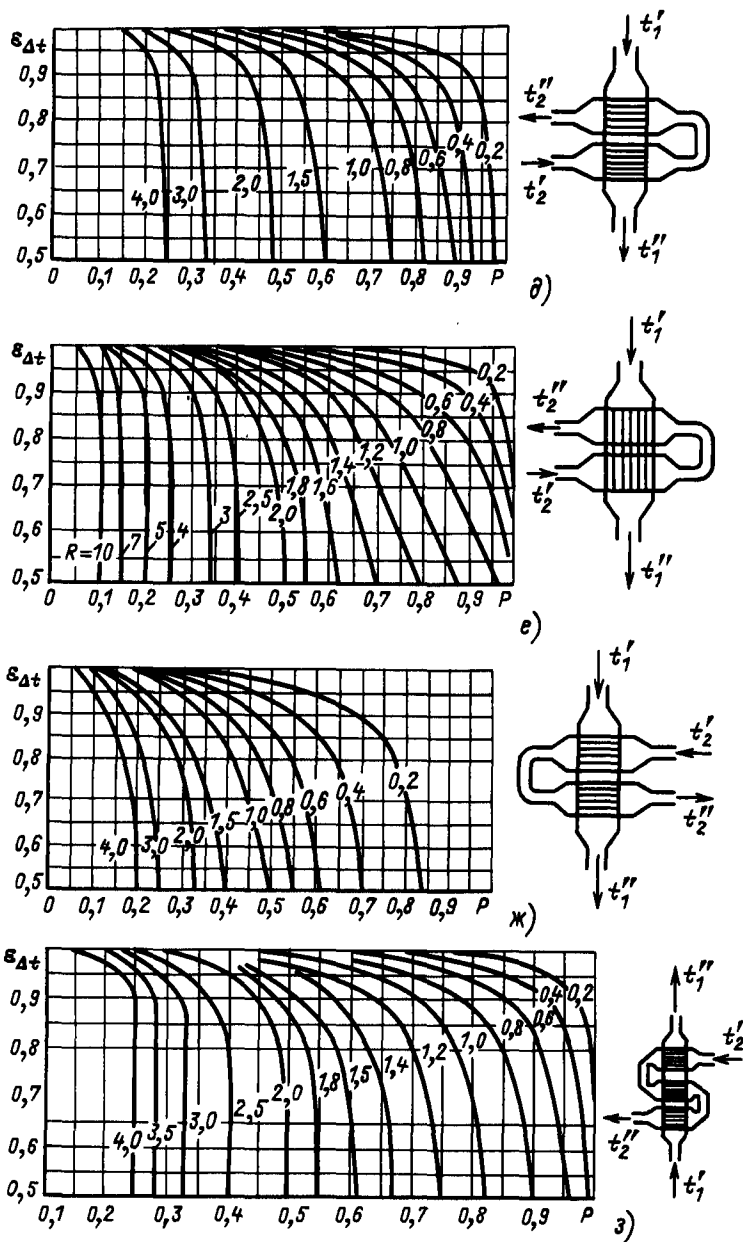


Рис. 4.2. Продолжение

б, ж, з — один теплоноситель перемешивается непрерывно, другой — только между ходами; е — один теплоноситель не перемешивается, другой перемешивается между ходами; схемы со сложным движением теплоносителей;

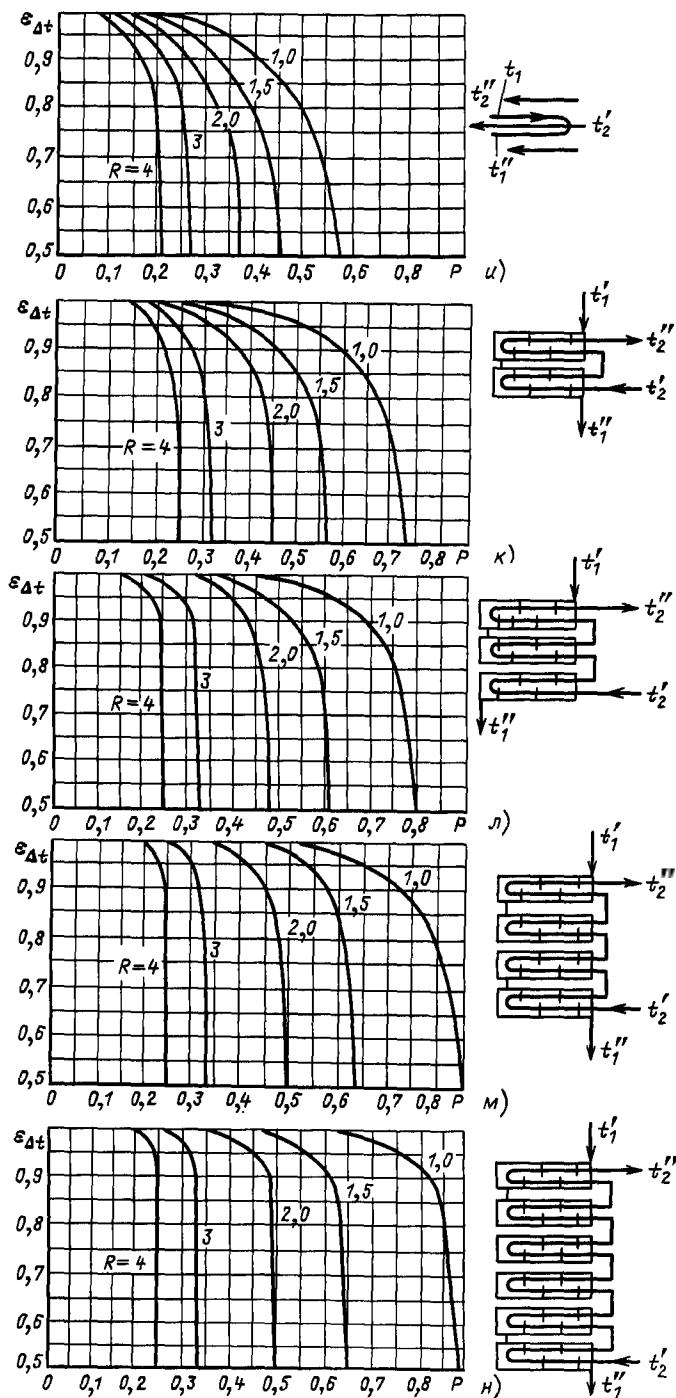


Рис. 4.2 Продолжение

и, о, н — прямоточно-противоточные в теплообменниках без поперечных перегородок в межтрубном пространстве; к — н — в многоходовых теплообменниках с поперечными перегородками в межтрубном пространстве;

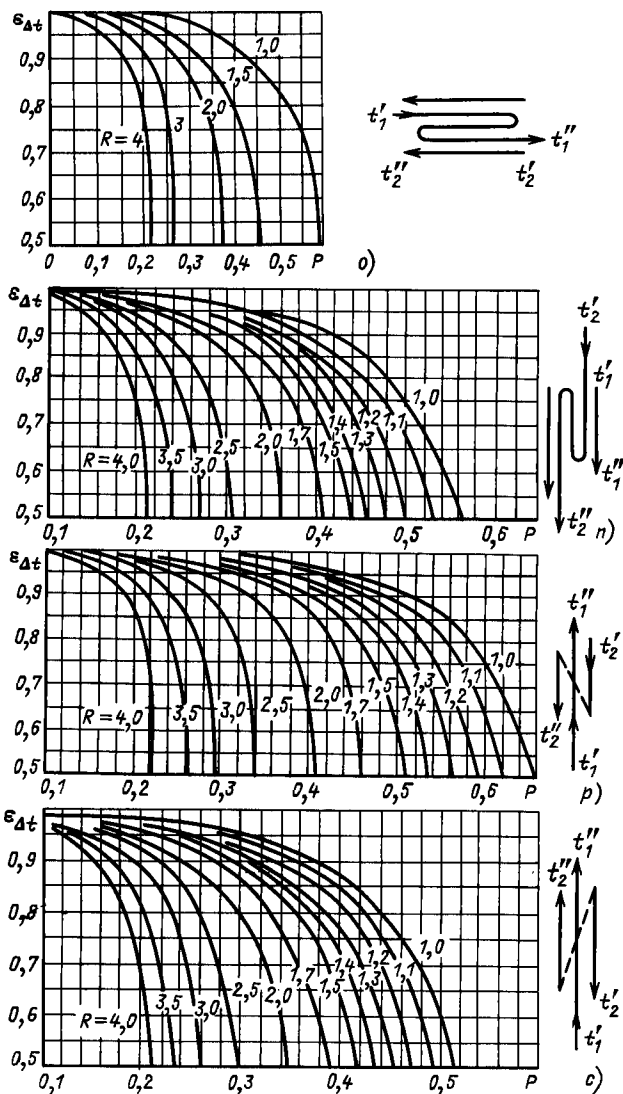


Рис. 4.2 Продолжение

p — с двумя противоточными и c — с двумя прямоточными ходами

водой или воздухом, независимо от схемы движения теплоносителей

$$\varepsilon = 1 - e^{-N}.$$

Характеристики $\varepsilon(N, \omega)$ также не являются универсальными, поскольку для каждой конкретной схемы получены из совместного решения дифференциальных уравнений теплопередачи и теплового баланса с учетом взаимного направления движения теплоносителей. Однако их удалось унифицировать для

некоторых часто встречающихся схем методом линеаризации среднего температурного напора (см. п. 6.4.2). Обобщенная практически для любых схем характеристика приведена в [32]:

$$\varepsilon_2 = \frac{1 - \exp \{-N_2 [1 + \omega_2 (1 - 2f_\varphi)]\}}{1 + \omega_2 (1 - f_\varphi) - \omega_2 f_\varphi \exp \{-N_2 [1 + \omega (1 - 2f_\varphi)]\}},$$

где $\varepsilon_2 = \delta t_2 / \Delta t_k$; $\omega_2 = G_2 c_2 / (G_1 c_1)$; $N_2 =$

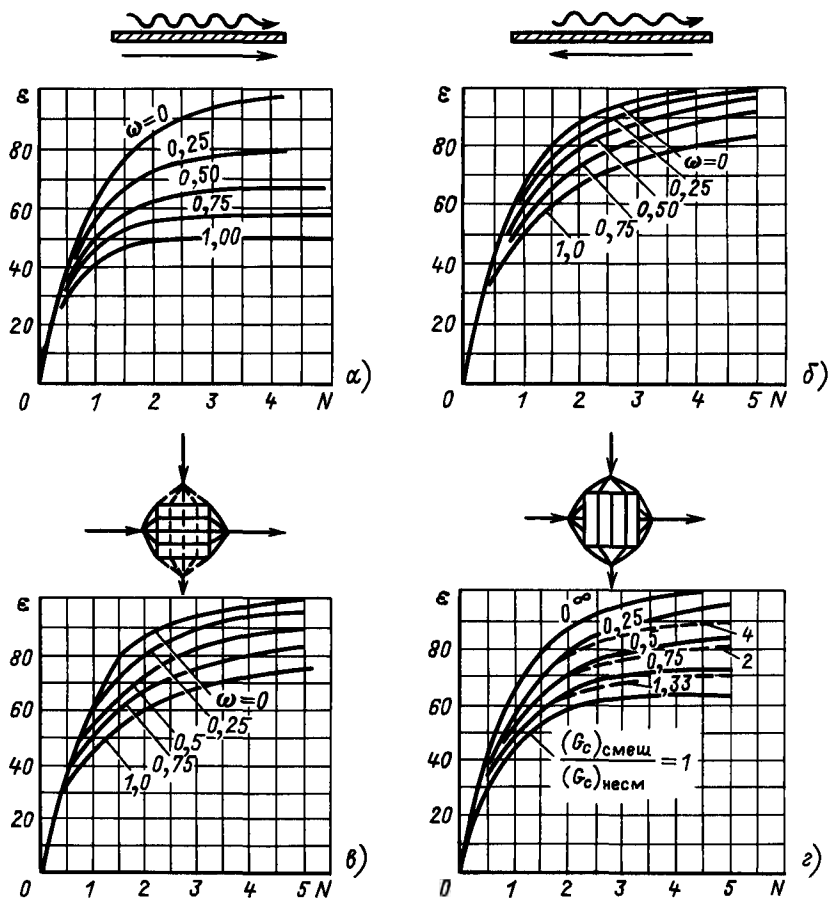


Рис. 4.3. $\varepsilon(N, \omega)$ -характеристики теплообменников:

а — при прямотоке; б — при противотоке; в — при перекрестной схеме без перемешивания теплоносителей; г — при перекрестной схеме с перемешиванием одного теплоносителя; — — — — — $(G_c)_{\text{смеш}} = (G_c)_{\text{мин}}$; — — — — — $(G_c)_{\text{смеш}} = (G_c)_{\text{макс}}$

$= \kappa F / (G_2 c_2)$; f_Φ — характеристика схемы тока, изменяющаяся, как правило, в пределах от 0 (для прямотока) до 1 (для противотока).

Обычно $N_2 \leq 1,5 \div 2$, а при $N_2 \leq 2$ f_Φ можно считать величиной постоянной. Значения f_Φ при $N_2 < 2$ приведены в табл. 4.4. Там же для сравнения указаны предельные (при $N_2 \rightarrow \infty$ и $\omega_2 \rightarrow 1$) значения $f_\Phi = f_\Phi^* = 2 - 1/\varepsilon_*$.

Тепловые расчеты теплообменников при фазовых превращениях обоих теплоносителей проводят по методу среднего температурного напора.

Тепловой конструктивный расчет по методу эффективности производят в следующей последовательности: выбирают $(Gc)_\Phi$ из $G_1 c_1$ и $G_2 c_2$; рассчитывают ε по уравнению $\varepsilon = \delta t_6 / \Delta t_n$; рассчитывают κ , ω и по одному из характеристических уравнений $\varepsilon(N, \omega)$ значе-

ние N ; затем вычисляют площадь поверхности нагрева $F = N (Gc)_\Phi / \kappa$.

С помощью $\varepsilon(N, \omega)$ -характеристик легко рассчитываются средние температурные напоры: $\Delta t = \varepsilon \Delta t_n / N$, а также поправочные коэффициенты: $\varepsilon_{\Delta t} = N_\Phi / N$, если $\varepsilon = \varepsilon_\Phi$, где ε_Φ и N_Φ — соответственно эффективность и число единиц переноса для противотока.

В методе средней интенсивности теплообмена [37] используют зависимости или номограммы $\theta(R; N)$, где $\theta = \Delta t / \Delta t_n$, и соотношение $\varepsilon = N\theta$ и $P = N_2\theta$.

Гидравлический расчет теплообменника проводят с целью определения гидравлических (аэродинамических) сопротивлений и затрат мощности на перемещение каждого из теплоносителей.

Т а б л и ц а 4.4. Характеристики схемы тока и предельной эффективности аппаратов для различных схем движения теплоносителей

Схема тока	Условное обозначение	f_{φ} при $N_2 \leq 2$	$N_2 \rightarrow \infty$	
			f_{φ}^*	ε^*
Поперечный, один ход		0,39	0,418	0,632
Поперечный, два хода		0,501	0,628	0,729
Перекрестный		0,555	1,000	1,000
Поперечно-прямоточный зигзаг, два хода		— 0,004	— 0,315	0,432
Поперечно-прямоточный зигзаг, число ходов ∞		0,000	0,000	0,500
Поперечно-противоточный зигзаг, два хода		0,660	0,688	0,762
Поперечно-противоточный зигзаг, число ходов ∞		1,000	1,000	1,000
Прямоточно-противоточный, два хода		0,398	0,500	0,667
Противоточно-прямоточный, два хода		0,398	0,500	0,667
Прямоточно-противоточный, три хода		0,350	0,400	0,625
Противоточно-прямоточный, три хода		0,438	0,500	0,667
Прямоточно-противоточный, четыре хода		0,394	0,438	0,640
Противоточно-прямоточный, четыре хода		0,394	0,438	0,640
Поперечно-прямоточный двухходовой с шестью перегородками		0,320	— 1,500	0,400
Поперечно-противоточный двухходовой с шестью перегородками		0,363	0,815	0,844

Гидравлическое сопротивление теплообменника

$$\Delta p = \Delta p_{\tau} + \Sigma \Delta p_{\text{м}} + \Delta p_{\text{у}} + \Delta p_{\text{гс}},$$

где Δp_{τ} — потери на трение в каналах; $\Sigma \Delta p_{\text{м}}$ — сумма местных сопротивлений; $\Delta p_{\text{у}}$ — потери на ускорение теплоносителя при нагреве или охлаждении из-за изменения его плотности (для капельных жидкостей $\Delta p_{\text{у}} = 0$); $\Delta p_{\text{гс}}$ — гидростатические потери (для замкнутых систем они равны нулю). Расчет каждой из составляющих см. в п. 1.6.2 разд. 1 кн. 2 настоящей серии; см. также [31, 32, 37].

В компоновочном расчете устанавливают основные соотношения между линейными размерами, площадью поверхности теплообмена и проходными сечениями каналов, число ходов, габаритные размеры теплообменника с учетом требований ГОСТ 9929-82, 12067-80; при выборе фланцев — ГОСТ 12815-80. Внутренний диаметр штуцеров рассчитывают предварительно по уравнению неразрывности

$$d_{\text{ш}} = \sqrt{4G/(\pi \rho w_{\text{ш}})},$$

принимая скорость теплоносителя в штуцере $w_{\text{ш}}$ примерно равной скорости его в каналах теплообменной поверхности.

Детальную разработку теплообменника проводят при отсутствии стандартных аппаратов или при модернизации существующих. В остальных случаях рекомендуется подбирать стандартные теплообменники.

Поверочный расчет выполняют для выявления возможности использования имеющегося или выбираемого стандартного аппарата в заданных эксплуатационных условиях, для расчета режимов работы, отличных от номинального. По известным расходам, начальным параметрам теплоносителей и конструктивным размерам теплообменника рассчитывают параметры теплоносителей на выходе из аппарата, механические напряжения в элементах теплообменника, гидравлические потери и затраты мощности на прокачку теплоносителей и сравнивают их с заданными или допустимыми.

Тепловой поверочный расчет для аппаратов без фазовых изменений теплоносителей удобнее выполнять по методу эффективности, который позволяет получить зависимости для расчета конечных значений температур теплоносителей в явном виде в аналитической форме (коэффициент теплопередачи и произведения расходов теплоносителей на их удельные теплоемкости считаются при этом постоянными). В этом случае

$$t'_1 = t'_1 - \Delta t_{\text{н}} \varepsilon [(Gc)_{\text{м}} / (G_1 c_1)];$$

$$t'_2 = t'_2 + \Delta t_{\text{н}} \varepsilon [(Gc)_{\text{м}} / (G_2 c_2)];$$

$$Q = (Gc)_{\text{м}} \varepsilon \Delta t_{\text{н}}.$$

4.1.3. ТЕПЛОВЫЙ РАСЧЕТ РЕБРИСТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Для ребристых теплообменников коэффициент теплопередачи, отнесенный к единице поверхности стенки, разделяющей теплоносители (без ребер),

$$k = \frac{1}{\sum \frac{1}{\alpha_i \eta_{oi} \psi_i} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \sum R_i \frac{F_{\text{ст}i}}{F}}, \quad (4.2)$$

где индекс $i=1$ принят для греющего и $i=2$ — для нагреваемого теплоносителей; $\eta_{oi} = 1 - (1 - E_{pi})(\psi_i - 1)/\psi_i$ — эффективность ребристой поверхности; $\psi_i = F_i/F$ — коэффициент оребрения поверхности; F_i — полная площадь поверхности ребристой стенки; $F_{\text{ст}i}$ — площадь ее поверхности без ребер; E_{pi} — эффективность или КПД ребра, для расчета которого можно использовать номограмму, приведенную на рис. 3.3 кн. 2 настоящей серии, или формулу

$$E_{pi} = \text{th} \left(\sqrt{\frac{2\alpha_i}{\lambda_{pi} \delta_{pi}}} l'_{pi} \right) C_k C_{\alpha} / \left(\sqrt{\frac{2\alpha_i}{\lambda_{pi} \delta_{pi}}} l'_{pi} \right), \quad (4.3)$$

где λ_{pi} и δ_{pi} — теплопроводность материала ребра и его толщина; l'_{pi} — эффективная высота ребра; C_k и C_{α} — поправочные коэффициенты для учета влияния качества контакта ребра и стенки и изменения интенсивности теплоотдачи по высоте ребра. Обычно $C_k \geq 0,8$, для накатных и литых ребер $C_k = 1$; $C_{\alpha} = 1 - 0,058 l'_{pi} \sqrt{2\alpha_i/(\lambda_{pi} \delta_{pi})}$ [30, 46].

Эффективную высоту ребра для плоских ребер различной конфигурации принимают в соответствии с рекомендациями, приведенными на рис. 4.4. Так, для вариантов рис. 4.4, z — e ее принимают равной высоте плоского круглого ребра, равновеликого по площади боковой поверхности прямоугольного или площади поверхности одной из элементарных ячеек, на которые разбивают пластинчатые ребра пучков труб. Если поверхность ребер покрыта слоем загрязнений (оксидными пленками, ржавчиной) или ином, то в формуле (4.3) α_i есть эффективная величина

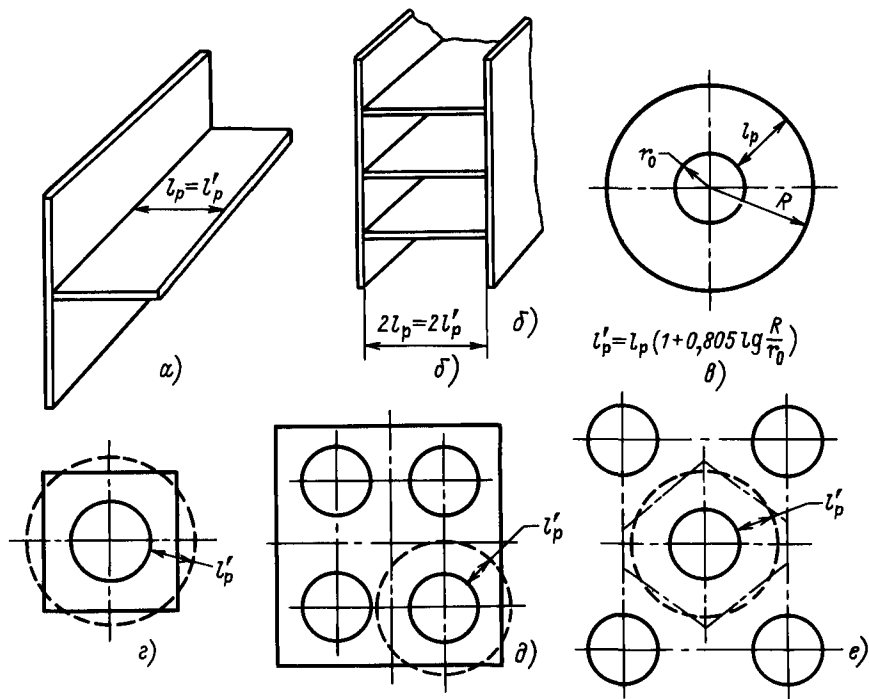


Рис. 4.4. Схемы к расчету эквивалентной высоты ребра:

а, б — для плоских прямых ребер; в — для круглого ребра; г — для прямоугольного; д — для пластинчатого при коридорном расположении труб; е — для пластинчатого при шахматном расположении труб

на, определяемая из выражения $\alpha_i = [1/\alpha_{i0} + R_{pi}]^{-1}$, где α_{i0} — коэффициент теплоотдачи на поверхности ребра; R_{pi} — термическое сопротивление слоя загрязнения или инея.

4.1.4. ТЕПЛОВЫЙ РАСЧЕТ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Расчет регенеративных теплообменников с неподвижной насадкой из керамических или огнеупорных материалов, отличающихся низкой теплопроводностью и большой тепловой инерционностью, является наиболее сложным.

Характер изменения температуры такой насадки в поперечном и продольном направлениях и во времени показан на рис. 4.5.

Наиболее точные расчеты таких теплообменников численными методами с применением ЭВМ или аналитически (в более упрощенной постановке) получают на основе совместного решения дифференциальных уравнений переноса в потоках теплоносителей и теплопроводности насадки с граничными условиями третьего рода на ее поверхности [44].

Для многих практических случаев можно воспользоваться более простыми, хотя и менее точными, интегральными методами. В этом случае используют уравнение теплового баланса, имеющего для наиболее распространенной противоточной схемы вид

$$Q = G_1 c_1 (t'_1 - t''_1) \tau_1 \eta = \\ = G_2 c_2 (t''_2 - t'_2) \tau_2,$$

и уравнение теплопередачи

$$Q = \kappa F \Delta t_m,$$

где $t''_1 = t'_1 - (t''_{1\kappa} - t'_{1\kappa}) / \ln [(t'_1 - t''_{1\kappa}) / (t'_1 - t'_{1\kappa})]$, $t''_2 = (t'_{2\kappa} - t''_{2\kappa}) / \ln [(t'_{2\kappa} / t''_{2\kappa})]$ — средние во времени значения температур газа и нагреваемого воздуха на выходе из регенератора; τ_1 — период нагрева насадки горячим газом; τ_2 — период охлаждения насадки нагреваемым воздухом; Q — тепловая нагрузка, т. е. количество теплоты, передаваемой газом в воздух за цикл; $\Delta t_m = [(t'_1 - t''_2) - (t''_1 - t'_2)] / \ln [(t'_1 - t''_2) / (t''_1 - t'_2)]$ — средний температурный напор за цикл $\tau_m = \tau_1 + \tau_2$; κ — средний коэффи-

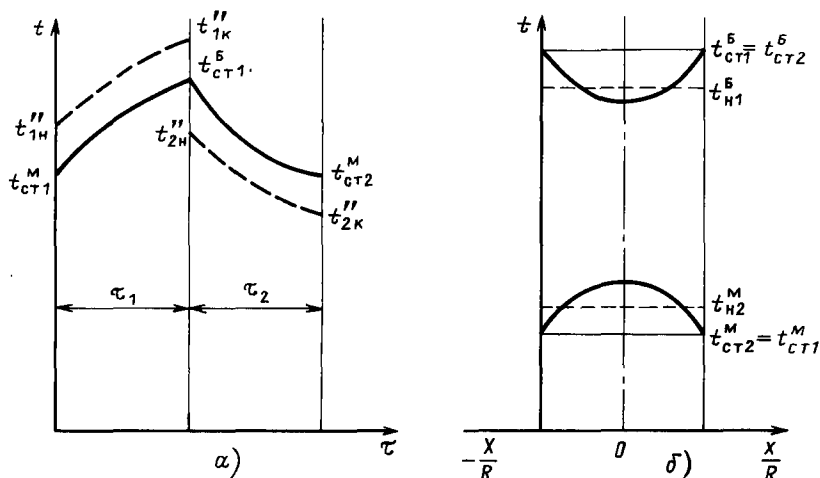


Рис. 4.5. Изменение температуры теплоносителей и насадки в регенеративном теплообменнике: а — вдоль каналов в насадке; б — поперечное распределение температуры в элементах насадки: $t''_н$, $t''_к$, $t''_н$, $t''_к$ — температуры греющего и нагреваемого теплоносителей в начале и конце циклов нагрева и охлаждения; $t''_{сг1}$, $t''_{сг2}$ — температура поверхности насадки в начале цикла нагрева и конце цикла охлаждения; $t''_{н1}$, $t''_{н2}$ — средняя температура насадки в период нагрева и охлаждения

ценнт теплопередачи, который рассчитывают по формуле

$$\kappa_{\text{н}} = \left[\frac{1}{\alpha_1 \tau_1} + \frac{1}{\alpha_2 \tau_2} + R \right]^{-1};$$

здесь R — термическое сопротивление насадки.

Существует несколько методов расчета R [32, 44], точность каждого из которых зависит от конкретных условий работы регенератора. В [44] рекомендовано для насадки из кирпича использовать формулу $R = 2/(\xi \rho s \delta)$, где $\xi = (t''_{сг1} - t''_{сг2}) / (t''_{сг1} - t''_{сг2})$ — коэффициент температурного гистерезиса насадки, которым учитывают то, что средняя во времени температура поверхности насадки в период нагрева больше, чем в период охлаждения ($t''_{сг1} > t''_{сг2}$), для доменных воздуходогревателей $\xi = 2 \div 3,5$; $\eta = (t''_{н1} - t''_{н2}) / (t''_{сг1} - t''_{сг2})$ — коэффициент аккумуляции насадки, которым учитывают снижение аккумулирующей способности насадки из-за поперечного изменения температуры насадки, приближенно $\eta = 1 + \delta^2 / [4a(\tau_1 + \tau_2)]$; ρ и s — плотность и удельная теплоемкость материала насадки; δ — толщина кирпича, омываемого теплоносителем с обеих сторон; a — температуропроводность материала насадки.

Формулы для расчета α_1 и α_2 приведены в [44]. При расчете α_1 необходимо учитывать как конвективную, так и лучистую составляющие, т. е. $\alpha_1 = \alpha_{1к} + \alpha_{1л}$.

Для регенеративных теплообменников с металлической насадкой, элементы которой имеют малую толщину и высокую теплопроводность, $R \rightarrow 0$.

Для регенераторов с вращающейся насадкой, работающих при постоянных расходах теплоносителей и их начальных температурах, $t''_н$ и $t''_к$ имеют постоянные значения. Поэтому тепловой расчет проводят по уравнениям, сходным с уравнениями для рекуперативных теплообменников. Отличие заключается в формуле для коэффициента теплопередачи

$$\kappa = \left[\frac{1}{\alpha_1 x_1} + \frac{1}{\alpha_2 x_2} \right]^{-1},$$

где x_1 и x_2 — доли площади поверхности насадки F , омываемой соответственно греющим и нагреваемым теплоносителями.

Известен также метод расчета регенераторов с вращающейся насадкой с использованием $\epsilon(N, \omega)$ -характеристик [42].

4.1.5. РАСЧЕТ СМЕСИТЕЛЬНЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Выбор метода теплового расчета аппарата этого типа зависит от способа создания межфазной поверхности, через которую осуществляется тепломассообмен.

В полых скрубберах с форсуночным распылом жидкости, например в оросительных камерах систем кондиционирования, в пенных

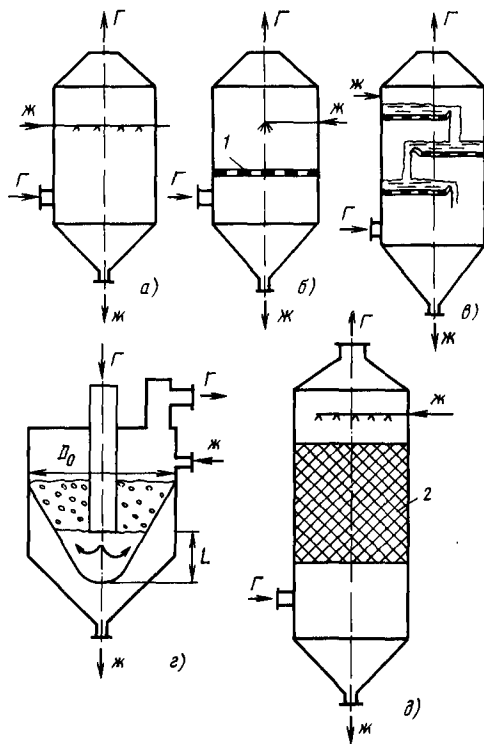


Рис. 4.6. Смесительные теплообменники:

а — полный форсуночный; б — пленный; в — барботажный тарельчатый каскадного типа; г — водоподогреватель с погружным трубчатым барботером; д — насадочный; Г — газ; Ж — жидкость; 1 — решетка (тарелка); 2 — насадка

аппаратах, барботажных тарельчатых аппаратах (рис. 4.6), размеры межфазной поверхности зависят не только от конструктивных характеристик, но и, так же как коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи, от гидродинамических условий и режимов движения теплоносителей. Каждая из этих величин в отдельности не может быть определена с необходимой точностью. Поэтому расчет таких аппаратов выполняют обычно с использованием эмпирических зависимостей, в которые в качестве определяемого параметра входит нормированный коэффициент теплопередачи, т. е. число единиц переноса $KF/(Gc)$ или связанные с ним функционально безразмерные числа, составленные из начальных и конечных параметров теплоносителей, типа температурной или энтальпийной эффективности $\delta t/\Delta t_n$ и $\delta h/\Delta h_n$. В качестве определяющих факторов они содержат соотношения расходов, безразмерные геометрические числа, числа Прандтля, учитывающие влияние свойств теплоносителей [3, 7].

Отличительной особенностью работы аппаратов с погружными барботерами (рис. 4.6), к которым относятся контактные водоподогреватели, является то, что на выходе из барботажного слоя газ имеет равновесную с жидкостью температуру $t''_ж$ при относительной влажности 100 %, если глубина погружения барботера в жидкость h превышает равновесную h_p . Обычно это условие выполняется. Поэтому в тепловом расчете можно ограничиться уравнением теплового баланса

$$G_r (H'_r - H''_r) \eta = G_{ж} c_{ж} (t''_{ж} - t'_{ж}) + \Delta G_{ж} c_{ж} t''_{ж},$$

уравнением материального баланса

$$\Delta G_{ж} = G_r (x'_r - x''_r)$$

и соотношениями типа

$$\bar{h}_p = h_p/d_0 = 0,85 \text{ Ar}^{0,1} \theta^{0,71};$$

$$\bar{L}_1 = L/d_0 = 0,87 \text{ Ar}^{0,6};$$

$$\bar{D}_0 = D_0/d_0 = (0,308 L/d + 2,63) \text{ Ar}^{0,3},$$

справедливыми для трубчатых барботеров при $\text{Ar} = 0,1 \div 3$ [1].

В приведенных выражениях $\Delta G_{ж}$ — количество сконденсировавшегося пара или испарившейся жидкости; $H'_r - H''_r$ и $x'_r - x''_r$ — изменения энтальпии и влагосодержания газа (кг пара/кг сухого газа) в аппарате; G_r — расход сухого газа; $\text{Ar} = w_{г0}^2 \rho_r / [g d_0 (\rho_{ж} - \rho_r)]$ — модифицированное число Архимеда; $w_{г0}$ и ρ_r — скорость и плотность газа на выходе из барботера при температуре $T_{г0}$; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости при ее средней температуре в аппарате $T_{ж}$; $\theta = T_{г0}/T_{ж}$; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Наиболее разработанной является методика расчета скрубберов с неподвижной насадкой, орошаемой жидкостью (рис. 4.6) [6]. Характеристики наиболее распространенных насадок приведены в табл. 4.5. В этих аппаратах максимальную площадь поверхности теплообмена принимают равной площади поверхности насадки $F = F_n$. При неполном ее смачивании вводят поправочный коэффициент

$$F = \varphi F_n = [\sqrt{s}/f(H_{\Psi})] F_n,$$

где s — площадь поверхности насадки в единице объема; $f(H_{\Psi})$ — вспомогательная функция, значения которой можно определить в зависимости от плотности орошения

Таблица 4.5. Характеристики насадок из колец Рашига *

Тип и размеры насадки (высота, наружный диаметр, толщина стенки), мм	Удельная площадь поверхности s , м ² /м ³	Свободный объем v , м ³ /м ³	Объемная плотность ρ , кг/м ³	Приведенный диаметр $d_s = 4v/s$, м
Кольца Рашига керамические, беспоря- дочно лежащие:				
15×15×2	330	0,7	690	0,0085
25×25×3	200	0,74	530	0,015
35×35×4	140	0,78	505	0,022
50×50×5	90	0,785	530	0,035
Кольца Рашига керамические, правильно уложенные:				
50×50×5	110	0,735	650	0,027
80×80×8	80	0,72	670	0,036
100×100×10	60	0,72	670	0,048

* Характеристики других типов насадок см. в [6,22].

$H_W = 4G_{\text{ж}}/(\pi D^2 \rho_{\text{ж}})$; здесь D — диаметр аппарата; значения $f(H_W)$ в зависимости от значения H_W приведены ниже:

H_W , м³/(м²·ч) . . . 1 2 4 6 8 10
 $f(H_W)$ 24 15 9,8 7,5 6,6 6,0

H_W , м³/(м²·ч) . . . 15 20 30 40 60
 $f(H_W)$ 5,3 4,8 4,4 4,2 3,8

Коэффициент теплопередачи практически равен коэффициенту теплоотдачи в газе, так как $\alpha_{\text{ж}} \gg \alpha_{\text{г}}$. Поэтому при его расчете, например, при охлаждении воздуха водой можно непосредственно использовать критериальное уравнение Т. Холера

$$\kappa = \alpha_{\text{г}} = 0,0024 \frac{\lambda_{\text{г}}}{d_s} \text{Re}_{\text{г}}^{0,7} \text{Re}_{\text{ж}}^{0,7} \text{Pr}_{\text{г}}^{0,33} (1 + \epsilon x),$$

где $\lambda_{\text{г}}$ — теплопроводность газа; d_s — эквивалентный диаметр насадки, $d_s = 4v/s$; здесь v и s — свободный объем и площадь поверхности насадки в единице занимаемого ею объема; $\text{Re}_{\text{г}} = w_{\text{г}} d_s / \nu_{\text{г}}$; $\text{Re}_{\text{ж}} = H_W d_s / \nu_{\text{ж}}$; здесь $\nu_{\text{г}}$ и $\nu_{\text{ж}}$ — кинематические вязкости газа и жидкости; $w_{\text{г}}$ — скорость газа в свободном сечении насадки; $\text{Pr}_{\text{г}}$ — число Прандтля для газа; x — среднелогарифмическая концентрация пара в газе; $x = (x_{\text{п}} - x_{\text{н}}) / \ln(x_{\text{п}}/x_{\text{н}})$; здесь $x_{\text{п}}$, $x_{\text{н}}$ — средние концентрации пара соответственно в потоке газа и у межфазной по-

верхности; $\epsilon = 130$ при изменении температуры воздуха в пределах от 20 до 90 °С.

Средний температурный напор необходимо рассчитывать как средненнтегральный в диапазоне изменения параметров воздуха или воды. Но часто ограничиваются расчетом среднелогарифмического температурного напора [6].

Оптимальная скорость газа в насадочной колонне $w_{\text{опт}}$ не должна превышать скорости эмульгирования, при которой начинается переход к пенному режиму и насадка захлебывается. Последнюю определяют из соотношения

$$\text{Re}' = \frac{w_{\text{опт}} d_s}{\nu_{\text{г}}} = 0,045 \text{Ag}^{0,57} G_{\text{г}}/G_{\text{ж}},$$

где $\text{Ag} = d_s^3 g (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) / (\nu_{\text{г}}^2 \rho_{\text{г}})$.

Гидравлическое сопротивление газожидкостных смесительных аппаратов обычно складывается из сопротивления сухой насадки, тарелок; сопротивления каплеуловителей, устанавливаемых на выходе из аппарата; местных сопротивлений входа и выхода; сопротивлений, вызванных взаимодействием газа и жидкости у межфазной поверхности, включая гидростатическую, капиллярную составляющие и трение [31, 36].

4.1.6. КОЖУХОТРУБЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

Кожухотрубчатый теплообменный аппарат (рис. 4.7) состоит из кожуха и пучка труб,

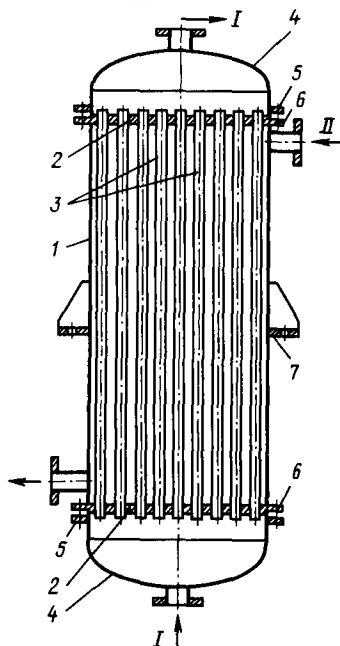


Рис. 4.7. Кожухотрубчатый теплообменный аппарат одноходовой непрерывного действия: 1 — корпус или кожух; 2 — трубные решетки; 3 — трубы; 4 — днища и крышки распределительных камер; 5, 6 — фланцы; 7 — опоры

закрепленных в решетках для создания двух проточных каналов. Первый канал находится в межтрубном пространстве и предназначен для нейтральных сред, а второй, полученный из проходного сечения труб, предназначен для растворов жидкостей, способных загрязнять внутренние поверхности труб. Крышки распределительных камер и кожух, замыкающие межтрубное пространство, снабжены штуцерами для подвода и отвода теплоносителей.

Кожухотрубчатые теплообменные аппараты применяют для нагрева и охлаждения жидкостей и газов, а также для испарения и конденсации теплоносителей в различных технологических процессах.

При заданном расходе теплоносителя G , кг/с, и выбранной скорости его движения w , м/с, внутри пучка труб количество труб в теплообменнике

$$N = 4G / (w \pi d_n^2).$$

Площадь поверхности теплообмена

$$F = \pi d_{cp} l N,$$

где l — рабочая длина труб; d_{cp} — расчетный диаметр труб, равный

$$d_{cp} = 0,5 (d_n + d_b).$$

Расстояние между трубными решетками

$$l_1 = l/z,$$

где z — число ходов. В соответствии с ГОСТ 9929-82 длину теплообменных труб принимают равной 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 6000 и 9000 мм. В кожухотрубчатых теплообменниках с площадью поверхности до 300 м² рекомендуется принимать рабочую длину труб не более 4000 мм.

Размещение труб в решетках производят по вершинам равносторонних треугольников, по concentрическим окружностям и по вершинам квадратов. Наиболее распространенным способом размещения труб в решетках является первый вариант. Количество труб в аппарате при двух способах размещения в решетках указано в ГОСТ 15118-79. Диаметры отверстий в трубных решетках и перегородках кожухотрубчатых теплообменников при расположении труб по вершинам равностороннего треугольника приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6. Диаметры отверстий в трубных решетках и перегородках кожухотрубчатых теплообменников

Наружный диаметр труб, мм	Диаметры отверстий d , мм		Шаг между отверстиями s , мм
	в решетке	в перегородках	
16	16,3	17,0	22
20	20,4	20,8	26
25	25,4	26,0	32
38	38,7	39,0	48
57	57,8	60,0	70

Для стандартных труб с наружным диаметром d_n , равным 16, 20, 25, 38, 57 мм, размещенных по вершинам равностороннего треугольника (рис. 4.8), при развальцовке принимают шаг $s = (1,3 \div 1,6) d_n$, при сварке $s = 1,25 d_n$. Толщину трубной решетки, мм, принимают из условий развальцовки труб: для стальной $\delta_{\text{рин}}^{\text{ст}} = 5 + 0,125 d_n$, для медной $\delta_{\text{рин}}^{\text{м}} = 10 + 0,2 d_n$. Толщина трубной решетки проверяется расчетом на прочность с учетом ослабления ее отверстиями и способа размещения труб.

Внутренний диаметр кожуха одноходового теплообменника, мм, $D_b = s(b-1) + 4 d_n$ или $D_b = 1,1s \sqrt{N}$; многоходового теплообменника $D_b = 1,1s \sqrt{N/\psi}$, где b — число труб на диагонали большого шестиугольника; s — шаг размещения труб; N — количество труб в пучке; ψ — коэффициент заполнения трубной решетки, равный 0,6—0,8.

Расчетное значение внутреннего диаметра кожуха округляют до ближайшего размера диаметра, рекомендуемого ГОСТ 9617-79 из следующего ряда: 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600, 1800, 2000, 2200, 2400, 2600, 2800, 3000, 3200, 3400, 3600, 3800 и 4000 мм. Цилиндрические кожухи аппаратов можно изготавливать из стальных труб с наружным диаметром 159, 219, 273, 325, 377, 426, 480, 530, 720, 820, 920 и 1020 мм.

Внутренний диаметр многоходового теплообменника определяют с учетом размещения перегородок в распределительной камере, руководствуясь ГОСТ 9929-82, 13202-77, 13203-77.

Перегородки в межтрубном пространстве (рис. 4.9) изменяют направление движения теплоносителя так, что наружная поверхность труб омывается преимущественно в поперечном направлении. Расход теплоносителя в межтрубном пространстве определяется количеством теплоты или тепловой нагрузкой, необходимой для теплообменного процесса. Расход теплоносителя в межтрубном пространстве

$$G = f w p,$$

где f — площадь сечения для прохода теплоносителя; w — скорость движения теплоносителя; p — плотность теплоносителя.

Для теплообменников без перегородок площадь живого сечения межтрубного пространства

$$f_{\text{мтр}} = \frac{\pi}{4} (D_b^2 - N d_n^2).$$

Если $f_{\text{мтр}} > f$, то межтрубное пространство разделяют перегородками на число ходов $i =$

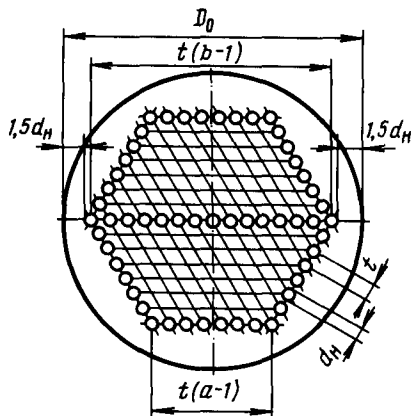


Рис. 4.8. Схема размещения труб в решетке по сторонам правильных шестугульников

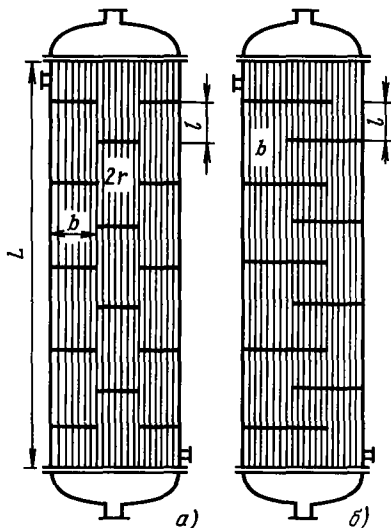


Рис. 4.9. Расположение концентрических (а) и сегментных (б) перегородок в межтрубном пространстве теплообменников

$= f_{\text{мтр}}/f$. Число ходов в межтрубном пространстве рекомендуется принимать из ряда 1, 2, 3, 4, 6. Для теплообменника, у которого межтрубное пространство разделено на i ходов поперечными сегментными перегородками, приведенное сечение

$$f_{\text{пр}} = f_{\text{мтр}} l_c \varphi / L_{\text{экв}},$$

где l_c — расстояние между сегментными перегородками; φ — коэффициент, учитывающий сужение живого сечения межтрубного пространства:

$$\varphi = \frac{1 - d_n/s}{1 - 0,9 (d_n/s)^2};$$

$L_{\text{экв}} = l_c + D_b - \frac{4}{3} b$ — эквивалентная длина пути теплоносителя; b — расстояние от края сегментной перегородки до корпуса аппарата, $b = (0,2 \div 0,4) D_b$.

Расстояние между сегментными перегородками

$$l_c = \frac{f_{\text{мтр}}}{D_b (1 - d_n/s)},$$

где D_b — внутренний диаметр кожуха; s — шаг размещения труб; d_n — наружный диаметр труб.

Кожухотрубчатые теплообменные аппараты общего назначения изготавливают из углеродистой или нержавеющей стали с площадью поверхности теплообмена от 1 до 2000 м² на

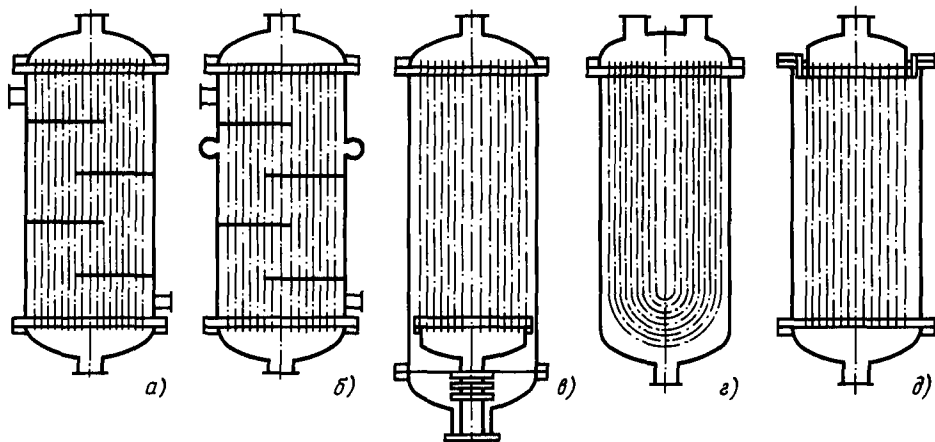


Рис. 4.10. Кожухотрубчатые теплообменные аппараты:

a — ТН — теплообменники с неподвижными решетками; *б* — ТК — теплообменники с температурным компенсатором на кожухе и жестко закрепленными трубными решетками; *в* — ТП — теплообменник с плавающей головкой, жестким кожухом и одной жестко закрепленной трубной решеткой; *г* — ТУ — теплообменник с U-образными трубами, жестким кожухом и жестко закрепленной трубной решеткой; *д* — ТС — теплообменник с сальником на плавающей головке, жестким кожухом и одной жестко закрепленной трубной решеткой

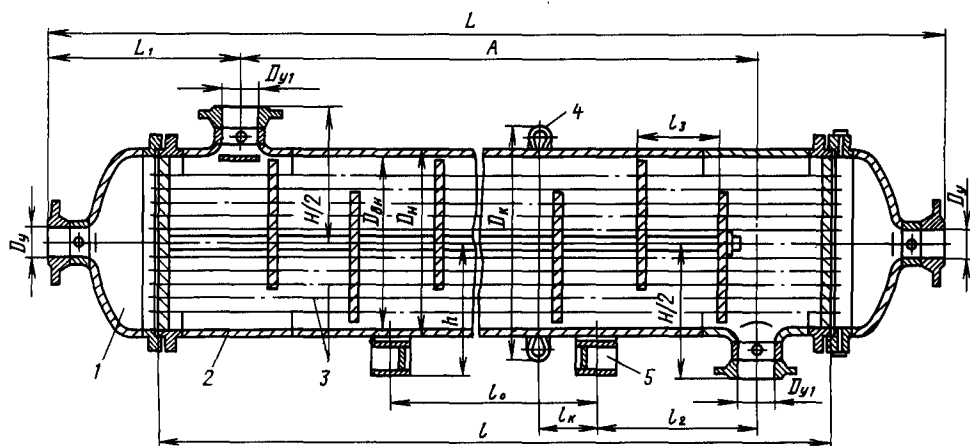


Рис. 4.11. Кожухотрубчатый теплообменник с температурным компенсатором на кожухе:
1 — крышка; 2 — кожух; 3 — трубы; 4 — компенсатор; 5 — опора

условное давление до 6,4 МПа. Конструктивно они подразделяются на типы, показанные на рис. 4.10. Основные параметры и размеры кожухотрубчатых теплообменных аппаратов приведены в табл. 4.7.

Кожухотрубчатые теплообменные аппараты типа ТН и ТК (рис. 4.11) изготавливают горизонтальными и вертикальными из углеродистой стали. Теплообменники типа ТН применяют для нагрева и охлаждения жидких и газообразных сред с температурой от -30

до $+350$ °С на условное давление от 0,6 до 6,4 МПа.

При разности температур между теплоносителями свыше 50 °С рекомендуется применять теплообменники типа ТК с линзовыми компенсаторами на кожухе, рассчитанные на рабочее давление не более 2,5 МПа.

Кожухотрубчатые теплообменники типа ТН, ТК и ТП, изготовленные из углеродистой стали и предназначенные для взрывоопасной или токсичной среды, в зависимости от темпе-

Т а б л и ц а 4.7. Кожухотрубчатые теплообменные аппараты (ГОСТ 9929-82)

Основные параметры и размеры	Нормы по типам				
	ТН	ТК	ТП	ТУ	ТС
Площадь поверхности теплообмена, м ²	1—2000		10—1250	10—1400	10—315
Условное давление в трубном или межтрубном пространстве p_u , МПа	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; (6,4)	0,6; 1,0; 1,6; 2,5	1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,4		0,6; 1,0
Диаметр кожуха, мм: наружный (при изготовлении из труб) внутренний (при изготовлении из листовой стали)	159; 273; 325; 426		325; 426		
	400; (500); 600; 800; 1000; 1200; 1600; 1800; 2000; 2200		400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1400		400; 500; 600; 800
Наружный диаметр и толщина стенки теплообменных труб, мм	(16×1,6); 20×2; 25×2; 25×2,5; 38×2; (38×3); (57×3)		20×2; 25×2; 25×2,5; (38×3)		
Длина теплообменных труб, мм	1000; 1500; 2000; 3000; 4000; 6000; 9000		3000; 6000; 9000		
Схема и шаг размещения теплообменных труб в трубных решетках, мм	По вершинам равнобедренных треугольников: 21 для труб диаметром 16 26 » » » 20 32 » » » 25 48 » » » 38 70 » » » 57		По вершинам квадратов или равнобедренных треугольников: 26 для труб диаметром 20 32 » » » 25 48 » » » 38		

ратуры должны допускаться в работу при пониженном давлении согласно ГОСТ 15121-79, 15122-79, 14244-79. При температурах теплоносителя более 400 °С необходимо применять теплообменники, изготовленные из легированной стали.

Основные параметры теплообменников сварной конструкции приведены в табл. 4.8.

Трубы для теплообменников выбирают из условий работы и агрессивных свойств среды. Для стандартных теплообменников применяют трубы из углеродистой стали 10 или 20, коррозионностойкой стали 0Х18Н10Т и латуни ЛОМш 70—1—0,06. Размещение труб в решетках выполняют по вершинам равнобедренных треугольников. Количество труб в решетках стандартных теплообменников с одним и двумя ходами теплоносителя приведено в табл. 4.9.

Трубные решетки теплообменников с диаметром кожуха от 600 до 1200 мм, предназначенные для агрессивных сред, изготавливают из двух слоев стали ВМСтЗсп+Х18Н10Т или из 16ГС+Х18Н10Т.

Кожухотрубчатые теплообменники типа ТН и ТК могут быть собраны в блоки, состоящие из нескольких горизонтальных аппаратов (рис. 4.12). Количество аппаратов в блоке и габаритные размеры принимают по

суммарной площади поверхности теплообмена согласно ГОСТ 15121-79, 15122-79.

Кожухотрубчатые теплообменники с плавающей головкой (рис. 4.13) применяют для нагрева или охлаждения жидких и газообразных сред в пределах рабочих температур от —30 до +450 °С и условного давления от 1,6 до 6,4 МПа в трубном или межтрубном пространстве. Основные параметры вертикальных и горизонтальных теплообменников приведены в табл. 4.10.

Кожух, распределительная камера и крышки изготавливаются из стали ВМСтЗсп или из стали 16ГС. В зависимости от назначения аппарата применяются трубы из стали 20 или сплава АМг2М. Для конденсаторов применяют трубы из латуни ЛОМш 70—1—0,06 или ЛАМш 77—2—0,06. Для нагрева или охлаждения агрессивных сред применяют трубы из стали Х5М или из коррозионностойкой стали 0Х18Н10Т. В этом случае трубные решетки изготавливают из стали 16ГС или двух слоев стали 16ГС+Х18Н10Т. Фланцевые соединения на аппаратах выполняют с привалочной поверхностью выступ — впадина.

Кожухотрубчатые теплообменники с U-образными трубами (рис. 4.14) применяют в условиях теплообмена при рабочих температурах среды от —30 до +450 °С. Стан-

Таблица 4.9. Количество труб в кожухотрубчатых теплообменниках при размещении их по вершинам равносторонних треугольников по ГОСТ 15118-79

Диаметр аппарата, мм	Диаметр труб (наружный), мм				
	20		25		38
	одноходовых	двухходовых	одноходовых	двухходовых	одноходовых
159	19	--	13	--	--
273	61	--	42	--	--
325	91	80	61	52	--
400	181	166	111	100	--
600	393 (423)	374 (404)	261 (279)	244 (262)	111 (121)
800	729 (771)	702 (744)	473 (507)	450 (484)	197 (211)
1000	1177 (1247)	1142 (1212)	783 (813)	754 (784)	331 (361)
1200	1705 (1799)	1662 (1756)	1125 (1175)	1090 (1140)	473 (511)
1400	2369 (2501)	2318 (2450)	1549 (1629)	1508 (1588)	655 (711)

Примечание. В скобках указано количество труб для теплообменников при размещении без отбойников, когда трубы добавлены с двух сторон большого шестиугольника.

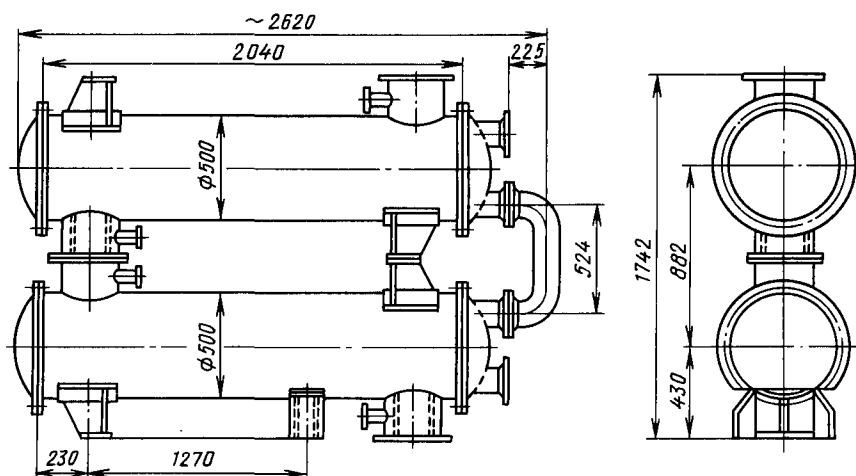


Рис. 4.12. Блок из двух кожухотрубчатых теплообменников

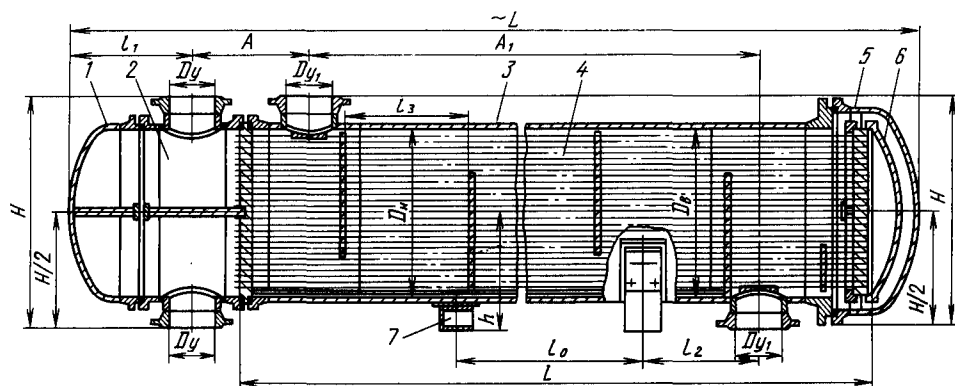


Рис. 4.13. Кожухотрубчатый теплообменник с плавающей головкой:

1 — крышка распределительной камеры; 2 — распределительная камера; 3 — кожух; 4 — трубы; 5 — крышка кожуха; 6 — крышка плавающей головки; 7 — опора

Таблица 4.10. Кожухотрубчатые теплообменники с плавающей головкой (ГОСТ 14246-79, 14244-79) (рис. 4.13)

Диаметр кожуха, мм	Диаметр труб, мм	Количество ходов по трубам	Площадь поверхности теплообмена, м ² , при длине труб, мм, при расположении их в решетке					Площадь проходного сечения одного хода по трубам, м ² ·10 ³ , при их расположении		Площадь проходных сечений, м ² ·10 ³ , при расположении труб			
			по вершинам квадрата			по вершинам треугольника		по вершинам квадрата	по вершинам треугольника	по вершинам квадрата		по вершинам треугольника	
			3000	6000	9000	6000	9000			в вырезе перегородки	между перегородками	в вырезе перегородки	между перегородками
D _н	325	20 25	2 2	11,7 9,4	23,4 19,0	— —	— —	6,0 7,0	—	1,2 1,3	2,3 2,6	— —	— —
	426	20 25	2 2	23,4 19,3	47,0 38,6	— —	— —	13,0 14,0	—	2,1 2,0	4,2 5,1	— —	— —
	500	20 25	2 2	29,4 31,2	79,0 62,4	— —	— —	21,0 23,0	— —	2,6 2,5	6,8 7,8	— —	— —
D _в	600	20 20	2 4	— —	119,0 111,0	179,0 166,0	135,0 122,0	202,0 183,0	32,0 14,0	36,0 16,0	5,3	9,6	4,7 5,8
		25 25	2 4	— —	99,0 90,0	149,0 135,0	109,0 97,0	164,0 146,0	36,0 16,0	40,0 17,0	4,9	9,6	4,6 5,5
	800	20 20	2 4	— —	214,0 200,0	322,0 300,0	249,0 231,0	374,0 346,0	55,0 27,0	64,0 31,0	9,2	15,6	7,7 8,6
		25 25	2 4	— —	171,0 160,0	258,0 240,0	196,0 178,0	294,0 267,0	60,0 30,0	69,0 30,0	8,4	15,6	7,5 8,8
	1000	20 20	2 4	— —	352,0 336,0	528,0 504,0	411,0 332,0	610,0 576,0	92,0 45,0	107,0 49,0	14,2	24,0	17,6 14,0
		25 25	2 4	— —	291,0 275,0	436,0 413,0	332,0 308,0	502,0 462,0	104,0 48,0	119,0 56,0	12,3	24,0	11,7 12,5
	1200	20 20	2 4	— —	525,0 505,0	788,0 756,0	611,0 584,0	916,0 875,0	140,0 68,0	162,0 78,0	20,5	36,0	17,0 20,0
		25 25	2 4	— —	425,0 405,0	636,0 607,0	490,0 460,0	735,0 693,0	155,0 74,0	179,0 85,0	19,2	29,0	17,0 18,5
	1400	20 20	2 4	— —	726,0 708,0	1090,0 1060,0	843,0 805,0	1260,0 1210,0	194,0 91,0	222,0 107,0	25,0	41,0	22,0 23,0
		25 25	2 4	— —	590,0 567,0	885,0 852,0	686,0 650,0	1030,0 980,0	215,0 104,0	250,0 116,0	24,0	40,5	22,0 21,0

дартные теплообменники изготовляют с диаметром кожуха от 325 до 1400 мм и характерными параметрами, указанными в табл. 4.11. Применение теплообменников

с U-образными трубами регламентировано условным давлением, которое для нейтральных и невзрывоопасных сред находится в пределах от 1,6 до 6,4 МПа. В теплообменниках с тем-

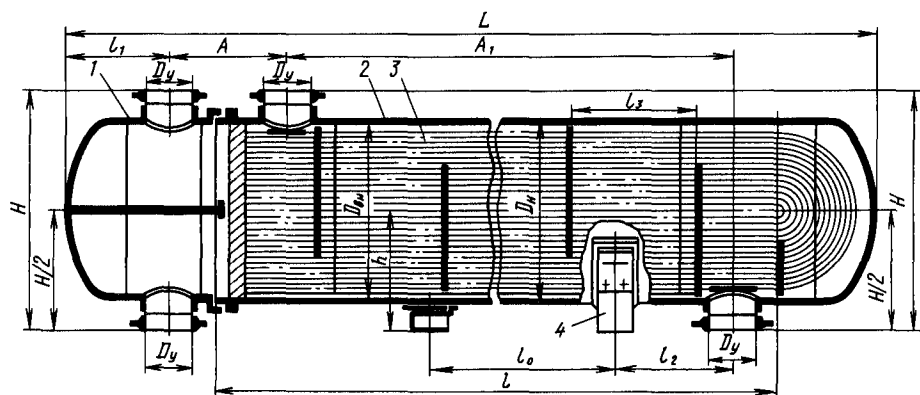


Рис. 4.14. Кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубами:

1 — крышка распределительной камеры; 2 — кожух; 3 — U-образные трубы; 4 — опора

Таблица 4.11. Кожухотрубчатые теплообменники с U-образными трубами
(ГОСТ 14245-79) (рис. 4.14)

Диаметр кожуха, мм		Диаметр труб, мм	Площадь поверхности теплообмена, м ² , при длине труб, мм, и расположении их в решетках					Площадь проходного сечения одного хода по трубам, м ² ·10 ³ , при их расположении		Площадь проходных сечений, м ² ·10 ³ , труб при их расположении			
			по вершинам квадрата			по вершинам треугольника				по вершинам квадрата		по вершинам треугольника	
			3000	6000	9000	6000	9000			в вырезах перегородки	между перегородками	в вырезах перегородки	между перегородками
D _n	325	20 25	14 11	28 22	— —	— —	— —	7 8	— —	1,0	2,5 2,7	— —	— —
	426	20 25	28 20	55 40	— —	— —	— —	14 14	— —	1,8 2,0	4,6 4,7	— —	— —
D _v	500	20 25	44 35	86 70	— —	— —	— —	22 25	— —	2,6 2,3	6,0 7,0	— —	— —
	600	20 25	— —	126 102	188 153	150 120	224 180	33 37	39 43	5,1 4,8	10,0 9,2	4,4	6,0
	800	20 25	— —	225 177	335 262	263 208	390 310	58 63	68 74	9,3 9,0	17,0	9,0 7,7	9,0 13,0
	1000	20 25	— —	383 305	567 450	443 353	656 523	98 108	114 125	13,0 12,7	25,0 24,0	12,6 11,7	13,0 14,0
	1200	20 25	— —	575 465	850 685	660 530	973 782	148 163	168 185	19,0	36,0 35,0	17,0 17,4	21,0 17,0
	1400	20 25	— —	796 665	1170 964	923 753	1361 1108	202 227	232 262	24,0	47,0 45,0	22,0	28,0 22,0

температурой среды от 100 до 450 °С рабочее давление снижается в пределах, указанных в табл. 4.11. Кожух и распределительная камера обычно изготавливаются из стали ВМСтЗпс или 16ГС. Теплообменные трубы в этом случае применяют из стали 20, а в конденсаторах — из сплава АМг2М.

Расчеты на прочность конструктивных элементов теплообменников из углеродистой или легированной стали выполняют в соответствии с ГОСТ 14249-80 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность».

4.1.7. СПИРАЛЬНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Спиральные теплообменники (рис. 4.15) состоят из двух листов, свернутых в виде спирали и образующих два канала прямоугольного сечения, по которым подают теплоносители. Ширину канала между листами принимают в пределах $b=8 \div 16$ мм.

Шаг спирального теплообменника

$$e = b + \delta,$$

где δ — толщина листа; $\delta = 4 \div 6$ мм.

Первые витки спирали относятся по радиусам, равным $r_1 = d/2$ и $r_2 = d/2 + e$, где d — диаметр первого полувитка, равного ширине керна. Размер керна выбирают с учетом размеров штуцеров, расположенных на крышках аппарата. Центры, из которых производят построение спиралей, отстоят друг от друга на

шаг витка e . Высоту спирального канала определяют по заданной производительности

$$H = V/(bw),$$

где V — объемный расход теплоносителя; w — скорость движения теплоносителя в канале.

Эффективная длина спирали, участвующей в теплообмене,

$$L_{\text{эф}} = F/(2H),$$

где F — площадь поверхности теплообмена.

Число витков спирали

$$n = \sqrt{2 \frac{L_{\text{эф}}}{\pi e} + x^2} - x,$$

где $x = 0,5 \left(\frac{d}{e} - 1 \right)$.

Наружный диаметр спирали аппарата

$$D = d + 2ne + \delta.$$

Спиральные теплообменники используют для нагрева или охлаждения жидкостей или газов, а также конденсации паров в различных технологических процессах. Теплообменники работают под избыточным давлением до 1,0 МПа при температуре от -20 до $+200$ °С. Основные параметры и размеры спиральных теплообменников приведены в табл. 4.12 и 4.13.

Спиральные теплообменники изготавливают из углеродистых сталей

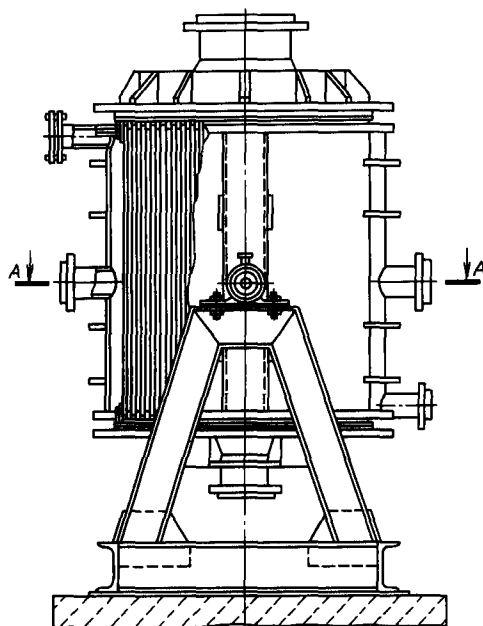


Рис. 4.15. Спиральный теплообменник

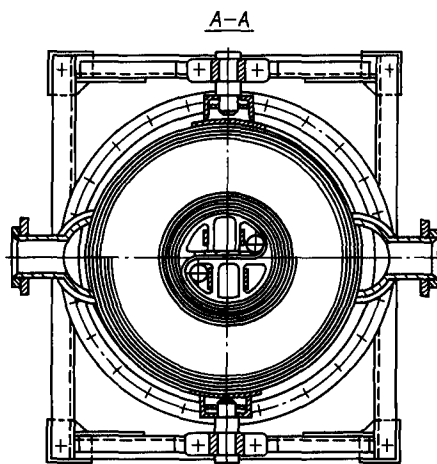


Таблица 4.12. Спиральные теплообменники

Параметр	Аппарат типа 1 с тупиковыми каналами и крышками	Аппарат типа 2 со сквозными каналами и крышками				Аппарат типа 3 с глухими каналами без крышек
	Исполнение 1—3	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3	Исполнение 3	Исполнение 3
Площадь поверхности теплообмена, м ² Рабочая среда	10—100 Жидкая и парообразная	20 Высоковязкая газообразная и парообразная	50 Нитрозная серная кислота	20 Сточные воды	50 Нитрозная серная кислота	50
Расчетное давление, МПа Расчетная температура, °С	До 1,0 От —20 до +200	До 0,6 От —20 до +200	До 0,6 До +80	До 0,8 От —20 до +200	До 0,6 До +80	До 0,6 До +80
Эквивалентный диаметр, м Ширина канала, мм	0,024 12	0,016 8	0,032 16	0,05/0,024 25/12	0,032 16	0,032 16

Примечание. Исполнение 1 — аппараты общего назначения из углеродистой стали; исполнение 2 — аппараты из коррозионностойкой стали; исполнение 3 — аппараты из углеродистой стали и коррозионностойкой стали для теплоносителей с изменением агрегатного состояния.

Таблица 4.13. Основные размеры спиральных теплообменников из углеродистой стали (рис. 4.15)

Площадь поверхности теплообмена, м ²	Ширина канала, мм	Общая высота, мм	Высота аппарата, мм	Ширина, мм	Длина, мм	D _y , мм	Ширина ленты, мм	Длина ленты, м	Площадь поперечного сечения канала, м ²	Пропускная способность при скорости 1 м/с, м ³ /ч	Масса, кг
20	12	1610	1300	1230	1150	100	700	14,3	0,0084	30,24	1650
25	12	1610	1300	1230	1225	100	700	17,9	0,0084	30,24	2000
31,5	12	1610	1300	1230	1350	100	700	22,5	0,0084	30,24	2600
40	12	1610	1300	1230	1450	100	700	28,6	0,0084	30,24	3200
50	12	2030	1760	1525	1500	150	1100	22,7	0,0138	49,68	4000
63	12	2030	1760	1525	1585	150	1100	18,6	0,0138	49,68	4800
80	12	1930	1660	1400	1800	150	1000	40,0	0,012	43,2	5500
100	12	2180	1910	1400	1960	150	1250	40,0	0,015	54,0	6000

ВМСтЗсп4 и ВМСтЗсп5. При использовании их для агрессивных сред применяют коррозионностойкие стали 12Х18Н10Т и 10Х17Н13М2Т.

В зависимости от эксплуатационных требований спиральные теплообменники изготавливают со съемными крышками для чистки каналов и с глухими каналами без крышек для чистых и неагрессивных сред. Спиральные теплообменники могут иметь несколько типов исполнения по крышкам (плоские, конусные, эллиптические) [16]. Все конструкции спи-

ральных теплообменников стандартизованы по ГОСТ 12067-80.

Рекомендуемая скорость движения теплоносителей в спиральных каналах не должна превышать для жидкостей 3, для пара 70 и для газа 30 м/с.

Присоединительные размеры фланцев штуцеров для стальных теплообменников приняты на рабочее давление 0,6 МПа и для коррозионностойкой стали 1,0 МПа, что требует применения обычной запорной арматуры.

4.1.8. ПЛАСТИНЧАТЫЕ
ТЕПЛООБМЕННИКИ

Пластинчатые разборные теплообменники с площадью поверхности теплообмена 3—600 м² выпускают в трех исполнениях: на консольной, двухопорной и трехопорной рамах. Теплообменники состоят из штампованных пластин, подвешенных к верхней штанге на съемных скобах между подвижной и неподвижной плитами, сжимающими пластины в пакет. Штанги (верхняя и нижняя), закрепленные в неподвижной плите, опираются на съемную стойку. Общий вид пластинчатого разборного теплообменника на консольной раме показан на рис. 4.16. Конструкция гофрированных пластин и их габаритные размеры для разборных теплообменников приведены в табл. 4.14, 4.15 и на рис. 4.17. Теплопередающие пластины имеют по контуру паз, в котором закреплены уплотнительные прокладки. При сжатии пластин прокладки деформируются и создают герметичную систему каналов, по которым движутся теплоноситель и рабочая среда. В зависимости от теплофизических свойств рабочих сред применяют прокладки из термостойких резин марок СУ-359, ИРП-1225, ИРП-1377, ИРП-1401, 51-1481, 51-3042, ИР-79 и др. Прокладки прикрепляют к пластине с помощью клея ГЭН-150в, БЦС-78, КГ-30 или 88Н (см. п. 8.7.10 кн. 1 настоящей серии).

Для изготовления пластин применяют оцинкованную сталь 0,8-КП-ВГ-1 и коррозионностойкие стали марок 12Х18Н10Т, 10Х17Н1ЗМ2Т, 10Х17Н1ЗМ3Т и 06ХН28МДТ, а также цветные металлы: титан ВТ1-00, мельхиор МНЖМц 30-0,8-1 и др.

Наибольшее применение имеют теплообменники на двухопорной раме. Общее количе-

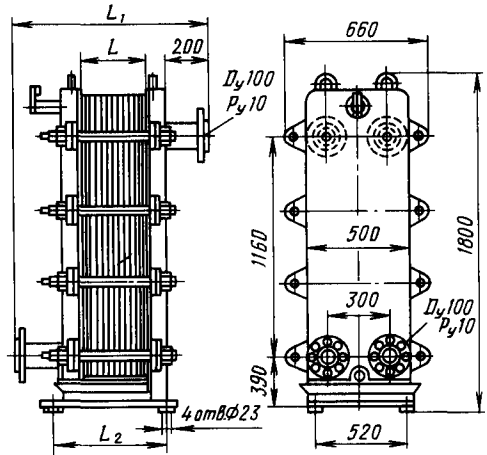


Рис. 4.16. Пластинчатый разборный теплообменник на консольной раме

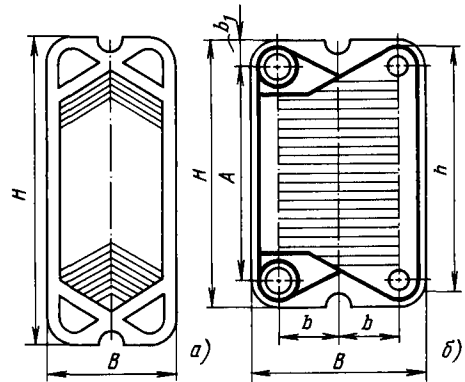


Рис. 4.17. Конструкции гофрированных пластин:

а — пластина типа 0,5 Е с гофрами в «елочку»; б — пластина типа 0,5 Г с горизонтальными гофрами

Таблица 4.14. Пластинчатые

Параметр		
	0,2	0,3
Расход рабочей среды, м ³ /ч:		
жидкой	50	50
пар — газ	3000	900
Размеры пластин, мм	960 × 460	1370 × 300
Номинальная площадь поверхности теплообмена аппарата, м ²	1—40	3—20
Расчетное давление, МПа	1,0	1,0
Температура рабочей среды, °С (от — до)	—20 ÷ +200	—20 ÷ +200

Примечание. Температура рабочей среды зависит от уплотнительных прокладок: для резины обменников — до 300 °С.

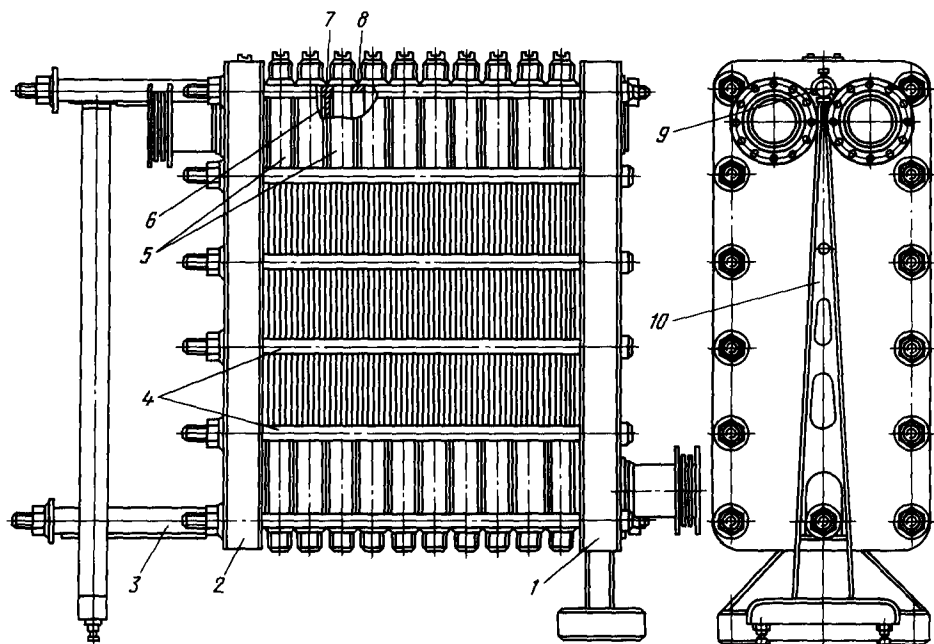


Рис. 4.18. Пластина́тый теплообменник со сварными блоками на двухопорной раме:

1 — неподвижная плита; 2 — подвижная плита; 3 — нижняя штанга; 4 — стяжные болты; 5 — сварные блоки пластины; 6 — глухая втулка; 7 — кольцевая прокладка; 8 — проходная втулка; 9 — верхняя штанга; 10 — стойка

ство пластин теплообменника определяют из производительности, т. е. из уравнения расхода теплоносителя через канал, образованный пластинами:

$$V = f_0 w n,$$

где V — объемный расход теплоносителя; f_0 — площадь сечения канала, по которому движется теплоноситель; w — скорость движения

теплоносителя; n — число каналов теплообменника.

Площадь поверхности теплообмена одной пластины F_1 для теплообменников:

без промежуточных листов

$$F_1 = F/n,$$

с промежуточными листами

$$F_1 = F/[2(n-1)],$$

теплообменные аппараты

Разборные			Блочные		
Площадь поверхности теплообмена пластины, м ²					
0,6	1,1	1,3	0,75	1,0	
200 3500 1375×600 10—300	600 10000 1950×950 50—400	500 5000 1915×920 200—800	250 4500 1470×470 40—400	300 7000 964×964 120—800	
1,0 —20÷+200	0,6 —20÷+180	1,0 —20÷+180	2,0 —20÷+300	2,5 —20÷+300	

марки 350 — до 150 °С, марки ИРП-1225 — до 200 °С; паронита марки ПОН для неразборных тепло-

Таблица 4.15. Гофрированные пластины разборных теплообменников (ГОСТ 15518-83)

Тип пластин и обозначения размеров (рис. 4.17)		Площадь поверхности теплообмена одной пластины, м ²			
		0,2	0,3	0,5	0,63
Пластины с горизонтальными гофрами	<i>H</i>	1000	1100	1370	1375
	<i>h</i>	904	1000	1242	1242
	<i>A</i>	850	980	1200	1200
	<i>b₁</i>	75	65	85	85
	<i>B</i>	315	400	500	660
	<i>b</i>	90	135	160	200
	<i>d</i>	60	70	110	200
Пластины с гофрами в «елочку»	<i>H</i>	—	1370	1370	1375
	<i>B</i>	—	300	500	660

где F — общая площадь поверхности теплообмена, м².

Суммарная длина каналов в одной пластине

$$l = F_1 / (\pi d_z z),$$

где z — число каналов на одной стороне пластины; d_z — эквивалентный диаметр канала, м.

Расчет и выбор пластинчатых теплообменников выполняется по методике, изложенной в [34]. Основные параметры пластинчатых теплообменников приведены в табл. 4.16. Теплообменники на базе пластин с площадью поверхности 0,2—1,3 м² работают при услов-

ном давлении 0,6—1,0 МПа и температурах среды от -30 до +180 °С, поэтому их можно применять в качестве подогревателей, конденсаторов и холодильников.

Теплообменники пластинчатые блочные сварные предназначены для подогрева и охлаждения жидких и газообразных сред, где отсутствуют в рабочих средах труднорастворимые соли, способные образовывать загрязнения и накипь на поверхностях теплообмена. Такие теплообменники рассчитаны на рабочее давление до 2,5 МПа и температуру среды от -200 до +400 °С.

Теплообменники состоят из сварных блоков, установленных на консольной, двухопорной или трехопорной раме между неподвижной и подвижной плитами (рис. 4.18). Блоки сжимаются в общий пакет стяжными винтами. Площадь поверхности теплообмена одного блока 20 м², количество пластин в блоке 26, количество каналов в блоке 25. Пластины блоков штампуют из листового металла марки 12Х18Н10Т.

Пластинчатые теплообменники неразборные цельносварные выпускают с площадью поверхности теплообмена 60—600 м² на избыточное давление до 4 МПа и температуру среды от -150 до +400 °С. Такие теплообменники используют для работы с жидкими и газообразными средами, в которых отсутствуют загрязняющие вещества. Теплообменники изготовляют из углеродистой стали или нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т.

Размеры пластинчатых теплообменников неразборной цельносварной конструкции приведены в каталоге [15] и специальной литературе [23].

Таблица 4.16. Пластинчатые теплообменные аппараты разборного типа

Конструкция теплообменника	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Количество пластин в аппарате	Тип пластины	Размер, мм				Масса, кг
				L	L_1	L_2	L_3	
На консольной раме	10—25	20—44	0,6	110—242	250—380	470	605	960—1130
На двухопорной раме	31,5—80	56—136	0,6	308—748	460—920	1720	1845	1220—1690
	100—160	170—270	0,6	935—1485	1115—1690	2655	2985	1900—2470
На трехопорной раме	200—250	340—420	0,6	935—1269	2285—2720	1820—2100	3980—4540	3700—4180
	250—300	420—504	0,6	1269—1402	2720—3170	2100—2395	4540—5130	4180—4690

4.1.9. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ «ТРУБА В ТРУБЕ»

Теплообменные аппараты «труба в трубе» (рис. 4.19) изготавливают из цельнокатаных труб жесткой сварной конструкции (тип ТТ): с сальниками на одном или обоих концах труб (тип ТТ-С) и с оребренными внутренними трубами (тип ТТ-Р).

Основные параметры и размеры теплообменников «труба в трубе» регламентированы ГОСТ 9930-78.

В табл. 4.17 приведены основные размеры теплообменников «труба в трубе» жесткой конструкции типа ТТ, которые изготавливают из труб углеродистой или нержавеющей стали. Теплообменники этого типа применяют для нагрева и охлаждения жидкостей при давлении теплоносителей до 2,5 МПа и температуре до +450 °С.

Теплообменные аппараты типа «труба в трубе» могут компоноваться путем последовательного соединения их в секции и параллельного соединения секций между собой. Это позволяет создавать теплообменники с площадью поверхности от 1 до 250 м².

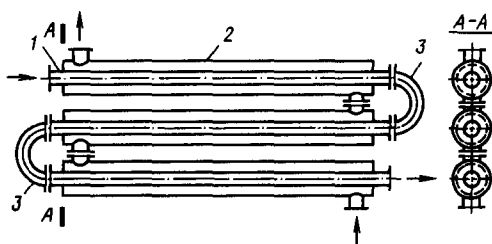


Рис. 4.19. Теплообменник типа «труба в трубе»: 1 — внутренняя труба; 2 — наружная труба; 3 — калач

4.1.10. ОРОСИТЕЛЬНЫЕ ТРУБЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Оросительные трубчатые теплообменники применяют для охлаждения жидкостей, обладающих агрессивными или термолабильными свойствами. В зависимости от назначения теплообменника применяют трубы из чугуна, ферросилида, титана и специальных сплавов. Оросительные теплообменники (рис. 4.20) состоят из верхнего оросительного устройства, не-

Таблица 4.17. Теплообменные аппараты типа «труба в трубе» (ГОСТ 9930-78)

Основные параметры (рис. 4.19)	Аппараты				
	разборные одно- и двухпоточ- ные мало- габаритные	нераз- борные однопоточ- ные мало- габаритные	разборные одно- поточные	нераз- борные одно- поточные	разборные много- поточные
Наружный диаметр теплообменных труб, мм	25, 38, 48, 57		76, 89, 108, 133, 159		38, 48, 57
Наружный диаметр кожуховых труб, мм	57, 76, 89, 108		108, 133, 159, 219		89, 108
Длина кожуховых труб, м	1,5; 3,0; 6,0; 4,5		4,5; 6,0; 9,0	6,0; 9,0; 12,0	3,0; 6,0; 9,0
Площадь поверхности теплообмена, м ²	0,5—5,0	0,1—1,0	5,0—18,0	1,5—6,0	5,0—93,0
Площадь проходных сечений, м ² ·10 ⁴ :					
внутри теплообменных труб	2,5—35,0	2,5—17,5	50—170	45—170	35—400
снаружи теплообменных труб	6,0—100	6—60	50—195	50—195	150—1000
Условное давление, МПа:					
внутри теплообменных труб	6,4; 10,0; 16,0	6,4; 10,0; 16,0	1,6; 4,0	1,6; 4,0 6,4; 10,0; 16,0	1,6; 4,0
снаружи теплообменных труб	1,6; 4,0; 6,4	1,6; 4,0; 6,4; 10,0	1,6; 4,0	1,6; 4,0; 6,4; 10,0	1,6; 4,0

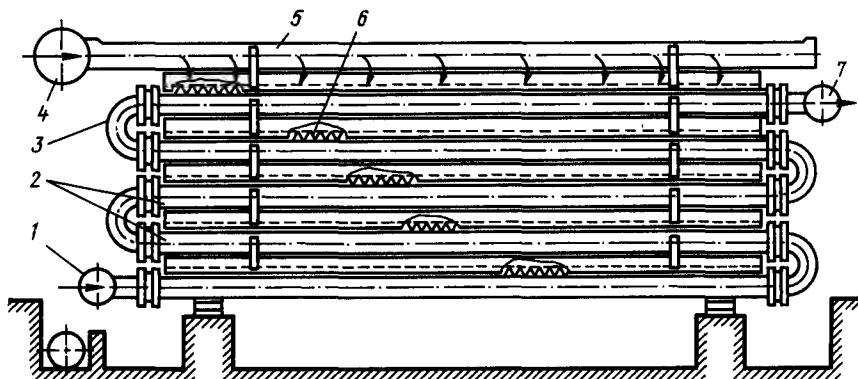


Рис. 4.20. Оросительный теплообменный аппарат:

1 — патрубок для ввода раствора; 2 — охлаждающие трубы; 3 — перепускные патрубки; 4 — патрубок для ввода воды; 5 — распределительные трубы; 6 — распределительные лотки; 7 — патрубок для отвода раствора

скольких рядов горизонтальных труб, соединенных между собой калачами, и нижнего корыта для слива воды. Теплообменная секция труб закрепляется на металлическом каркасе.

Охлажденная жидкость поступает в нижнюю трубу и удаляется из верхней горизонтальной трубы, на которую поступает вода из оросительного устройства. Вода распределяется вдоль трубы с таким расчетом, чтобы в процессе стекания она омывала нижележащие трубы и затем сливалась в нижнее корыто.

Для создания большой поверхности теплообмена оросительные теплообменники выполняют многосекционными — они отличаются простотой изготовления, легкостью монтажа, очистки и эксплуатации.

Недостатком их является чувствительность к изменениям температуры окружающей среды, особенно в зимний и летний периоды.

4.1.11. ЗМЕЕВИКОВЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Змеевиковые теплообменники чаще всего применяют в виде элементов реакционной аппаратуры, ректификационных колонн, дефлегматоров, резервуаров и подогревателей оборудования.

Змеевики изготавливают из труб черных и цветных металлов и располагают в сосудах, как показано на рис. 4.21. Область применения змеевиковых теплообменников весьма широка, так как они могут работать под значительным давлением.

Диаметр змеевиковых теплообменников $D = 300 \div 2000$ мм в зависимости от размеров сосуда. Диаметр трубы змеевика $d = 25 \div 75$ мм, шаг между витками $b = (1,5 \div 2)d$.

Длина труб змеевика определяется необ-

ходимой площадью поверхности теплообмена F

$$l = F / (\pi d).$$

Число витков змеевика

$$n = l / (\pi D).$$

Высота змеевика

$$H = nd + (n - 1)b + 2a,$$

где a — расстояние от нижней до верхней частей корпуса, $a = 150 \div 300$ мм.

Основные размеры змеевиковых теплообменников приведены в табл. 4.18.

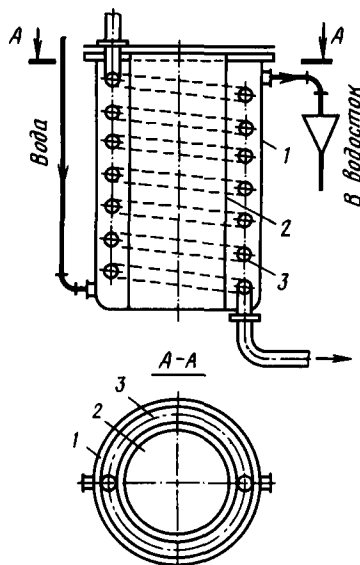


Рис. 4.21. Змеевиковый теплообменник:

1 — сосуд; 2 — стакан; 3 — змеевик из трубы

Т а б л и ц а 4.18. Змеевиковые теплообменники

Площадь поверхности теплообмена, м^2	Змеевики (рис. 4.21)					Обечайки		Масса змеевика, кг
	Диаметр и толщина стенки трубы $d_n \times \delta$, мм	Длина трубы L , м	Диаметр витка змеевика D_3 , мм	Шаг витков l , мм	Количество витков	Диаметр сосуда D , мм	Высота сосуда H , мм	
1	32×2,5	11,4	350	50	10	450	705	20,7
2	32×2,5	22,4	500	50	14	600	905	40,7
3	32×2,5	32,4	600	50	17	700	1050	59
5	32×2,5	54,5	750	50	23	850	1300	99
7	44,5×2,5	53,5	850	65	20	1000	1550	139
10	44,5×2,5	75,8	1000	65	24	1150	1800	195
13	44,5×2,5	98,5	1150	65	27	1300	2000	255
15	44,5×2,5	113,5	1200	65	30	1350	2200	294

4.1.12. ЭМАЛИРОВАННЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Эмалированные теплообменники «сосуд в сосуде» (рис. 4.22) применяют для нагрева и охлаждения агрессивной среды. Чаще всего используют для конденсации паров, выделяющихся при выпаривании растворов кислот или жидкостей в процессе проведения химических реакций [30].

Теплообменник состоит из стального корпуса и стакана с приварными рубашками для охлаждения водой. Внутренняя поверхность корпуса и наружная поверхность стакана покрываются кислотостойкой эмалью. Конструктивные размеры эмалированных теплообменников приведены в табл. 4.19.

Теплообменники работают под избыточным давлением до 0,4 МПа и при температуре от -30 до $+200$ °С [21].

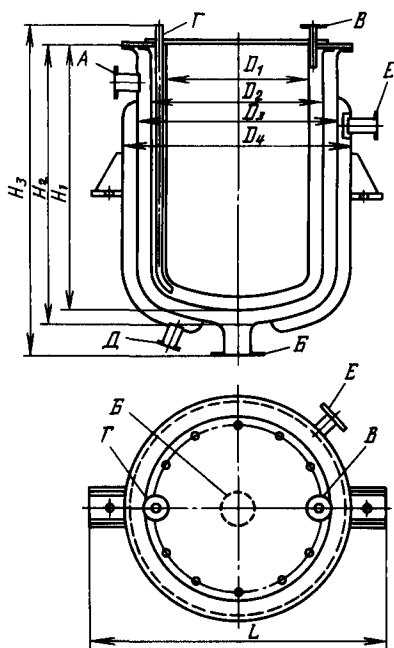


Рис. 4.22. Эмалированный теплообменник «сосуд в сосуде»

Т а б л и ц а 4.19. Теплообменники стальные эмалированные типа «сосуд в сосуде»

Площадь поверхности теплообмена, м^2	Основные размеры, мм (рис. 4.22)								Масса, кг
	D_1	D_2	D_3	D_4	H_1	H_2	H_3	L	
4	500	600	700	800	1080	1035	1300	1090	775
5	500	600	700	800	1284	1280	1560	1080	750
10	800	900	1000	1100	1810	1820	2175	1386	1900

4.1.13. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Теплообменные аппараты воздушного охлаждения общего назначения (рис. 4.23, 4.24) используют для конденсации и охлаждения парообразных и газообразных сред, а также для охлаждения воды в системах оборотного водоснабжения [25]. В теплообменниках воздушного охлаждения нагретая жидкость проходит по трубам, имеющим наружное оребрение. Трубы охлаждаются за счет обдува воздухом, нагнетаемым осевым вентилятором. В зависимости от компоновки поверхности теплообмена аппараты воздушного охлаждения имеют горизонтальную (АВГ, рис. 4.23) и зигзагообразную (АВЗ, рис. 4.24) конструкции. Типы, основные параметры и размеры теплообменных аппаратов воздушного охлаждения приведены в ГОСТ 20764-79. Аппараты могут быть использованы при температуре среды от -40 до $+300$ °С и условном давлении 0,6; 1,6; 2,5; 4,0 и 6,4 МПа [13].

Технические характеристики теплообменников воздушного охлаждения приведены в табл. 4.20. Аппараты воздушного охлажде-

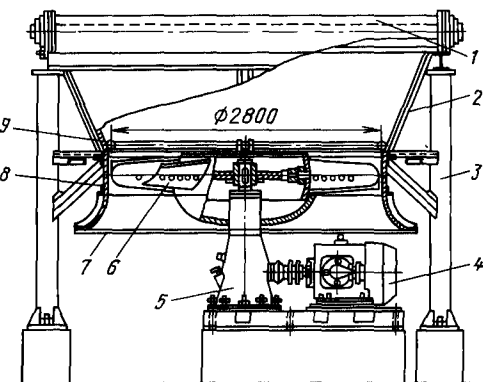


Рис. 4.23. Аппарат воздушного охлаждения типа АВГ:

1 - секции теплообменника; 2 - диффузор; 3 - металлоконструкция; 4 - электродвигатель; 5 - угловой редуктор; 6 - колесо вентилятора; 7 - предохранительная сетка; 8 - коллектор вентилятора; 9 - увлажнитель воздуха

ния подразделяются на типы: АВМ — малопоточные; АВГ — горизонтальные; АВГ-В — горизонтальные для охлаждения вязких продук-

Т а б л и ц а 4.20. Аппараты воздушного охлаждения

Основные параметры	Значения основных параметров для типов						
	АВМ	АВГ	АВГ-В	АВГ-ВВ	АВГ-Т	АВЗ	АВЗ-Д
Площадь поверхности теплообмена, м ²	105—840	875— 6720	890— 3590	630— 1270	7060— 26880	265— 9800	3540— 13 100
Коэффициент оребрения труб	9,0; 20,0	4,6; 22,0	7,8	5,15	9,0	14,6; 22,0	20,0
Число секций в аппарате	1	3	3	8	12	6	6
Число рядов труб	4; 6; 8	4; 6; 8	4; 6; 8	5	4; 6; 8	4; 6; 8	5
Длина труб, мм	1500; 3000	4000; 8000	4000; 8000	4000; 8000	8000	6000	8000
Диаметр вентилятора, мм	800	2800	2800	2800	2800	5000	2800
Число вентиляторов	1; 2	1; 2	1; 2	1; 2	4	1	2
Мощность привода вентилятора, кВт: во взрывозащищенном исполнении в невзрывозащищенном исполнении	22; 30; 37; 40 10/19; 18/32; 25/45	22; 30; 37; 40 10/19; 18/32; 25/45	22; 30; 37; 40 10/19; 18/32; 25/45	22; 30; 37; 40 10/19; 18/32; 25/45	22; 30; 37; 40 10/19; 18/32; 25/45	37; 40; 75 40	22; 30; 37; 40 10/19; 18/32; 25/45

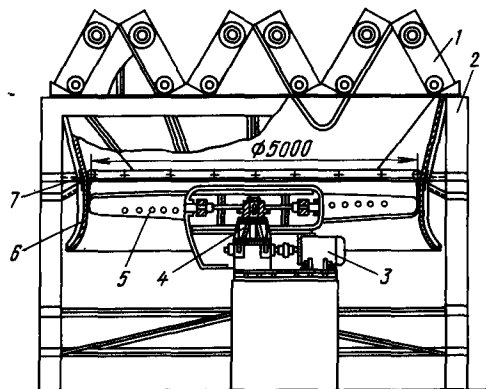


Рис. 4.24. Аппарат воздушного охлаждения зигзагообразного типа АВЗ:

1 — секция теплообменника; 2 — металлический каркас; 3 — электродвигатель; 4 — угловой редуктор; 5 — лопасти вентилятора; 6 — диффузор и коллектор вентилятора; 7 — увлажнитель воздуха

тов; АВГ-ВВ горизонтальные для охлаждения высоковязких продуктов; АВГ-Т — горизонтальные трехконтурные; АВЗ — зигзагообразные с одним вентилятором; АВЗ-Д — зигзагообразные с двумя вентиляторами.

Достоинствами этих аппаратов являются экономия охлаждающей воды, сокращение затрат на очистку аппаратов от солей, уменьшение площади застройки по сравнению с градирнями.

4.1.14. ТЕПЛООБМЕННИКИ ИЗ УГЛЕГРАФИТОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Теплообменники углеграфитовые блочно-го типа (рис. 4.25) изготавливают из искусствен-

ного графита, пропитанного синтетическими смолами [20]. Теплообменники состоят из прямоугольных блоков размерами $350 \times 515 \times 350$ и $350 \times 700 \times 350$ мм. Каждый блок имеет просверленные вертикальные каналы диаметром 28 мм для прохождения агрессивной среды и горизонтальные каналы диаметром 12 мм для охлаждающего или нагревающего теплоносителя (пара, воды).

По сторонам блоков располагаются распределительные крышки, которые прижимаются на прокладках с помощью стяжных болтов. В качестве прокладок применяют теплостойкую резину, комбинированные прокладки резины и фторопласта, а также фторопластовый уплотнительный материал (ФУМ), допускающие температуру агрессивной среды от -18 до $+150^\circ\text{C}$. Рабочее давление греющего пара — не более $0,3$ МПа [20]. Основные размеры теплообменников углеграфитовых блочного типа приведены в табл. 4.21.

Теплообменники графитовые кожухоблочные (рис. 4.26) состоят из графитовых цилиндрических блоков и распределительных крышек, которые заключены в разъемный стальной кожух и зажаты между двумя чугунными плитами. В блоке просверлены вертикальные каналы диаметром 18 мм для хода агрессивной среды и радиальные каналы диаметром 12 или 18 мм для теплоносителя. Блоки входа и выхода агрессивной среды на верхней и нижней распределительных крышках имеют графитовые патрубки, в кожухе — штуцера для входа и выхода теплоносителя.

Для уплотнения разъемных соединений теплообменника применяют мягкие прокладки из термостойких резин или пластических масс.

Т а б л и ц а 4.21. Теплообменники углеграфитовые блочного типа (рис. 4.25)

Условное обозначение типоразмера	Площадь поверхности теплообмена, м^2	Количество блоков	Размеры, мм			Условное обозначение блока	Масса теплообменника, кг	Оптовая цена изделия, руб.
			Ширина	Длина	Высота			
ТГ-Б/В1-1В	5,4	2	485	745	1085	В ₁ -12/28	509	835
	7,2	2			1085	В ₃ -12/12	543	835
	10,8	4			1790	В ₁ -12/28	814	1520
	14,4	4			1790	В ₃ -12/12	882	1520
	16,2	6			2495	В ₁ -12/28	1123	2185
	21,6	6			2495	В ₃ -12/12	1225	2185
ТГ-Б/В2-2В	5,4	2	485	900	1085	В ₁ -12/28	592	1090
	7,2	2			1085	В ₃ -12/12	626	1090
	10,8	4			1790	В ₁ -12/28	957	2030
	14,4	4			1790	В ₃ -12/12	1025	2030
	16,2	6			2495	В ₁ -12/28	1323	2950
	21,6	6			2495	В ₃ -12/12	1425	2950

Рис. 4.25. Теплообменник углеграфитовый блочного типа:

а — внешний вид; б — разрез теплообменника

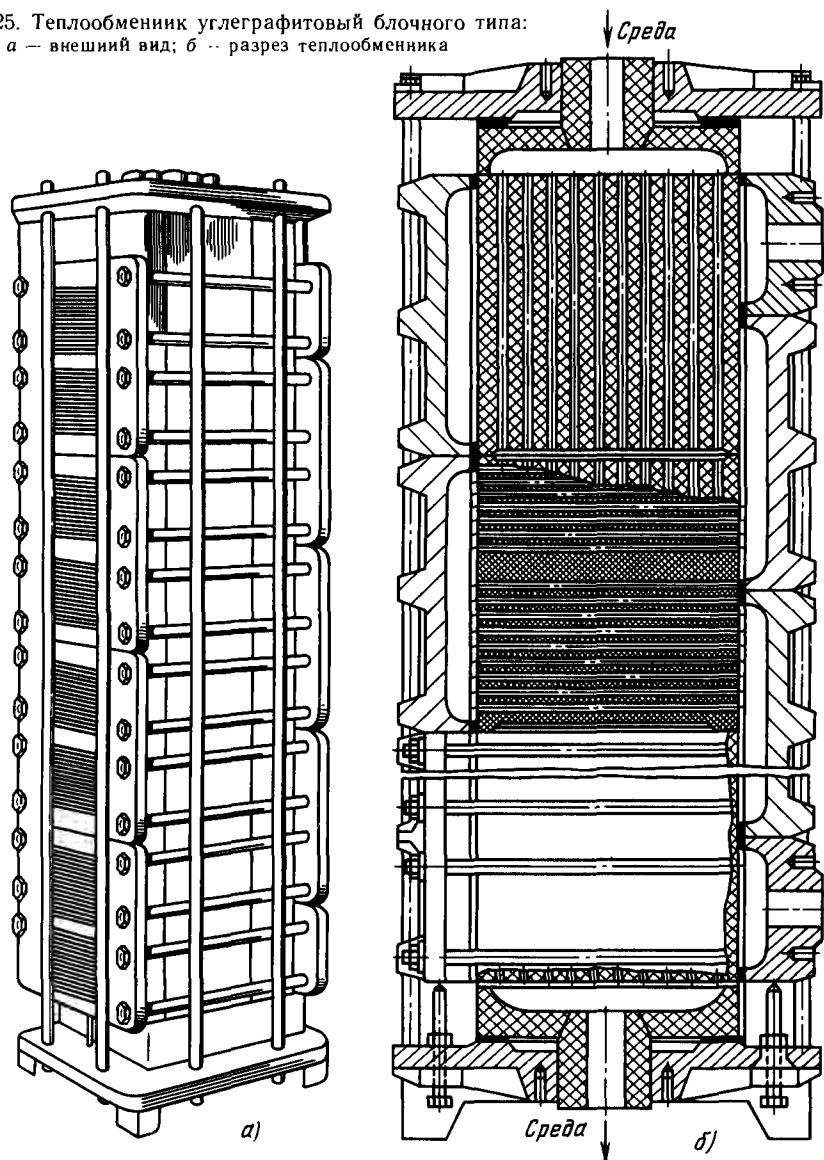


Таблица 4.22. Теплообменники графитовые кожухоблочные [20]

Условное обозначение теплообменников	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Количество блоков	Размеры, мм		Масса теплообменника, кг	Оптовая цена изделия, руб.
			Диаметр аппарата	Высота общая		
ТГ-КБ/В1-1Л-16	16	4	800	2210	2162	3565
ТГ-КБ/В1-1Л-24	24	6	800	2900	2714	5230
ТГ-КБ/В1-1Л-32	32	8	800	3590	3150	6525
ТГ-КБ/В1-1Л-40	40	10	800	4280	3757	7440

Теплообменники используют в качестве холодильников, нагревателей или конденсаторов, работающих с кислыми агрессивными средами при температурах от -18 до $+150^{\circ}\text{C}$. Основные параметры теплообменников графитовых кожухоблочных приведены в табл. 4.22.

Теплообменники графитовые кожухотрубчатые предназначены для нагрева и охлаждения жидких и газообразных агрессивных сред при температурах не более 150°C . Макси-

мальное рабочее давление в кожухе $0,5$ МПа и в трубах для жидкости $0,3$, а для газа $0,06$ МПа.

Теплообменники представляют собой вертикальные одноходовые по агрессивной среде аппараты с плавающей головкой (рис. 4.27). Трубный пучок, заключенный в металлический кожух, состоит из труб, изготовленных из графитопласта марки АТМ с наружным диаметром 57 и внутренним 26 мм. Трубные решетки выполнены из пропитанного графита. Соединение труб с трубными решетками — неразъемное и выполнено на замазке „Арзамит-4А“. Трубы размещены в решетках по

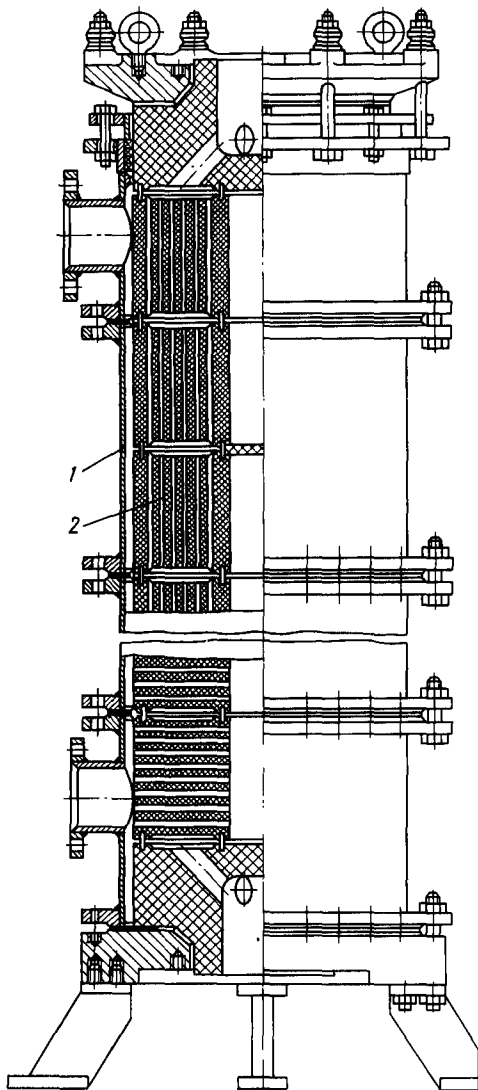


Рис. 4.26. Кожухоблочный графитовый теплообменник:

1 — кожух; 2 — блоки

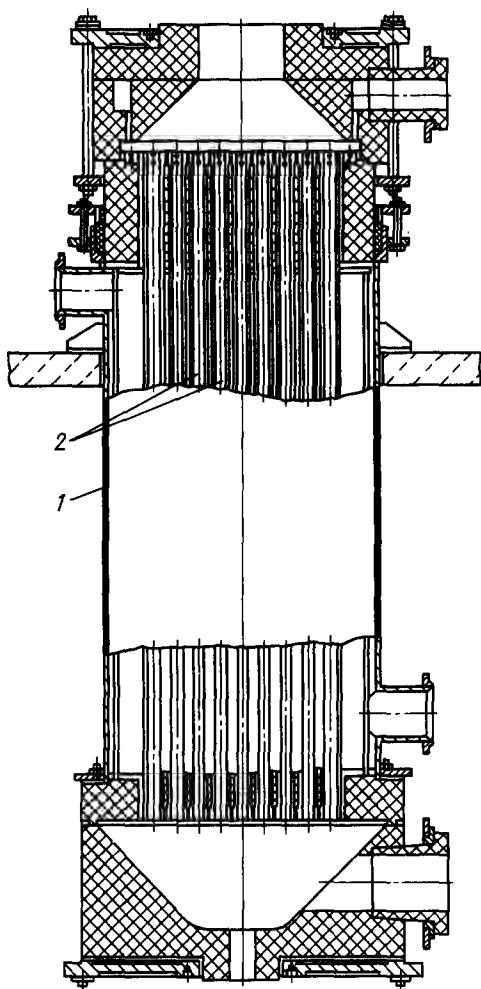


Рис. 4.27. Кожухотрубчатый теплообменник из графита и графитопластовых труб:

1 — металлический кожух; 2 — трубы из графитопласта АТМ-1

Т а б л и ц а 4.23. Теплообменники графитовые кожухотрубчатые [20]

Условное обозначение теплообменника	Диаметр, мм	Площадь поверхности теплообменника, мм		Количество труб	Количество перегородок	Масса, кг	Оптовая цена изделия, руб.
		$F_{\text{н}}$	$F_{\text{вн}}$				
ТГ-КТ400/1В37-8	400	8	6	37	3	690	1640
ТГ-КТ400/1В37-13		13	9		5	812	2030
ТГ-КТ400/1В37-17		17	12		7	912	2550
ТГ-КТ500/1В37-14	500	14	10	61	3	1088	2110
ТГ-КТ500/1В37-21		21	15		5	1260	2810
ТГ-КТ500/1В37-28		28	20		7	1433	4170
ТГ-КТ600/1В37-21	600	21	15	91	3	1544	3150
ТГ-КТ600/1В37-32		32	22		5	1786	4700
ТГ-КТ600/1В37-42		42	30		7	2027	6320
ТГ-КТ800/1В37-37	800	37	26	163	3	2630	5700
ТГ-КТ800/1В37-56		56	39		5	2998	8400
ТГ-КТ800/1В37-75		75	53		7	3366	10 620
ТГ-КТ1000/1В37-66	1000	66	46	283	3	4148	9900
ТГ-КТ1000/1В37-98		98	69		5	4618	14 280
ТГ-КТ1000/1В37-132		132	92		7	5503	19 900
ТГ-КТ1100/1В37-81	1100	81	57	349	3	4470	12 180
ТГ-КТ1100/1В37-121		121	85		5	5130	18 150
ТГ-КТ1100/1В37-162		162	113		7	5790	24 360
ТГ-КТ1200/1В37-147	1200	147	103	421	5	7059	22 050
ТГ-КТ1200/1В37-195		195	137		7	7879	28 980
ТГ-КТ1400/1В37-206	1400	206	142	583	5	8780	30 850
ТГ-КТ1400/1В37-270		270	190		7	9826	40 500

вершинам равносторонних треугольников с шагом 50 мм. Основные параметры и размеры теплообменников графитовых кожухотрубчатого типа приведены в табл. 4.23.

4.1.15. КОНДЕНСАТООТВОДЧИКИ

Конденсатоотводчики применяют в теплообменных установках для непрерывного отвода конденсата из аппаратов, обогреваемых паром [32].

По принципу действия конденсатоотводчики разделяют на сопловые подпорные шайбы, термостатические и поплавковые. Выбор размеров конденсатоотводчиков производится по диаметру условного прохода D_y , мм, и пропускной способности k , т/ч:

D_y	20	25	32	40	50	80
k	1,0	1,6	2,5	4,0	6,3	10,0

Т а б л и ц а 4.24. Производительность конденсатоотводчиков с закрытым поплавком, кг/ч

Прокладной диаметр, мм	Производительность при перепаде давления, МПа				
	1,2	1,5	1,8	2,0	2,5
19	340	400	440	465	500
25	340	400	440	465	500
32	780	900	1000	1050	1100
38	1080	1240	1350	1425	1400
50	1800	2100	2300	2450	2500

Необходимое значение коэффициента пропускной способности определяется в зависимости от расхода водяного конденсата G , т/ч, и перепада давления Δp , МПа, между

Т а б л и ц а 4.25. Производительность термостатических конденсатоотводчиков, кг/ч (тип 45кч66р)

Диаметр условного прохода клапана, мм	Производительность при избыточном давлении перед конденсатоотводчиком, МПа								
	0,01	0,03	0,05	0,07	0,09	0,1	0,3	0,5	0,6
15	165	280	350	430	500	560	680	900	1000
20	250	440	560	660	750	850	900	1150	1300

давлением пара и давлением в линии отвода конденсата:

$$k = (1,67 \div 2,0) G / \sqrt{\Delta p}.$$

Характеристики конденсатоотводчиков приведены в табл. 4.24, 4.25.

4.2. ВЫПАРНЫЕ УСТАНОВКИ

4.2.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ

Выпаривание — термический процесс концентрирования растворов твердых нелетучих веществ путем удаления из них летучего растворителя в виде пара при кипении или испарении. Выпаривание применяют для концентрирования растворов в производствах минеральных солей, органических полупродуктов, удобрений, белково-витаминных концентратов, кормовых дрожжей и других продуктов, а также для регенерации травильных и прочих растворов (с целью возврата их в технологический цикл) и термического обезвреживания промышленных стоков.

Концентрацию растворенного вещества или состав раствора в выпарке принято выражать в долях или процентах общей массы раствора:

$$b = \frac{G_{\text{сух}}}{G_{\text{сух}} + W}; \quad b = \frac{G_{\text{сух}}}{G_{\text{вх}} + W} \cdot 100,$$

где $G_{\text{сух}}$ — количество сухого растворенного вещества; W — количество растворителя в растворе.

Раствор с предельным содержанием растворенного вещества называют **насыщенным**. Отношение количества нелетучего вещества к общей массе раствора или к массе растворителя называют также **растворимостью**. Растворимость зависит в основном от температуры и практически не изменяется при изменении давления. Кривые растворимости приведены на рис. 4.28.

При кипении раствора температура выделяющегося пара всегда ниже температуры

кипения раствора на величину, называемую **физико-химической температурной депрессией**. Ее зависимость от концентрации при атмосферном давлении (0,1 МПа) для некоторых веществ показана на рис. 4.29. Для расчета депрессии при давлениях, отличных от атмосферного, пользуются формулой [38]

$$\Delta_1 = 0,01622 T^2 \Delta_{10} / r,$$

где Δ_1 , Δ_{10} — температурная депрессия соответственно при заданном и при атмосферном давлении; T — абсолютная температура; r — теплота парообразования воды при заданном давлении.

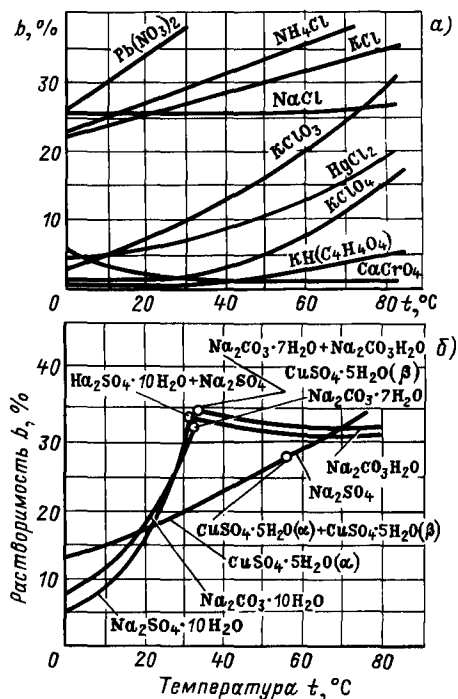


Рис. 4.28. Кривые растворимости некоторых солей, образующих в данном температурном интервале безводные осадки (а) и осадки с кристаллизационной влагой (б)

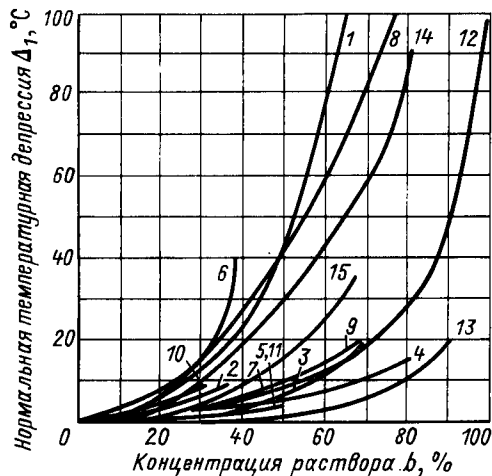


Рис. 4.29. Изменение температурной депрессии в зависимости от концентрации раствора при кипении:

1 — KOH; 2 — KCl; 3 — KJ; 4 — KNO₃; 5 — K₂CO₃; 6 — MgCl₂; 7 — MgSO₄; 8 — NaOH; 9 — NaNO₃; 10 — NaCl; 11 — Na₂SO₄; 12 — NH₄NO₃; 13 — C₁₂H₂₂O₁₁ (сахар); 14 — CaCl₂; 15 — K₂Cr₂O₇.

С ростом концентрации раствора изменяются также теплофизические свойства раствора.

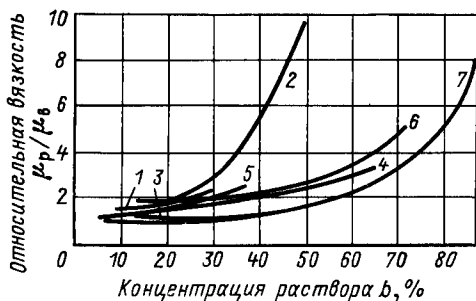


Рис. 4.30. Изменение относительной вязкости раствора от его концентрации:

μ_v — вязкость воды; μ_p — вязкость раствора; 1 — NaCl; 2 — C₁₂H₂₂O₁₁ (сахар); 3 — KCl; 4 — NaNO₃; 5 — (NH₄)₂SO₄; 6 — C₃H₈O₃ (глицерин); 7 — NH₄NO₃.

Плотность раствора

$$\rho = \rho_{\text{сух}} \frac{b}{100} + \rho_v \left(1 - \frac{b}{100}\right),$$

где $\rho_{\text{сух}}$, ρ_v — плотности соответственно нелетучего компонента и растворителя; b — концентрация, %. Для некоторых веществ плотности растворов приведены в табл. 4.26.

Зависимости вязкости некоторых веществ от концентрации и температуры приведены на рис. 4.30 и в табл. 4.27.

Таблица 4.26. Плотности растворов веществ в зависимости от массовой концентрации, % (при 20 °C)

Концен- трация, %	Плотность растворов ρ , кг/м ³												
	NaOH	KaOH	Na ₂ CO ₃	NaNO ₃	NH ₄ NO ₃	Na ₂ SO ₄	KI	KNO ₃	MgCl ₂	MgSO ₄	CuSO ₄	NaCl	KCl
5	1057	1040	1053	1033	1020	1044	1036	1031	1038	1048	1051	1034	1033
10	1113	1082	1106	1069	1041	1092	1076	1064	1082	1103	1107	1070	1066
20	1224	1175	1213	1146	1085	1192	1166	1134	1170	1220	1220	1148	1136
25	1279	1229	1273	1187	1107	1243	1216	1170	1218	1283		1189	1172
30	1332	1286		1229	1130	1288	1271		1269				
35	1383	1346		1273	1154		1331						
40	1433	1412		1322	1178		1396						
45	1481	1473		1370	1203		1467						
50	1530	1538			1228		1546						
60	1580												
70	1684												

Таблица 4.27. Динамическая вязкость некоторых водных растворов, Па·с

Температура, °C	Раствор с концентрацией, %														
	NaOH			NaCl			NaNO ₃			KCl			NH ₄ NO ₃		
	5	15	25	5	15	25	10	20	30	5	15	20	10	30	50
20	0,13	0,278	0,742	0,107	0,134	0,186	0,107	0,118	0,133	0,099	0,1	0,102	0,096	0,1	0,133
30	0,105	0,210	0,525	0,77	0,107	—	0,088	0,103	0,13	0,08	0,083	0,095	0,079	0,084	0,114
40	0,085	0,165	0,386	0,071	0,089	—	0,072	0,086	0,117	0,066	0,069	0,072	0,066	0,073	0,099
50	—	—	—	—	—	—	0,054	0,062	0,079	0,048	0,052	0,054	0,05	0,057	0,077

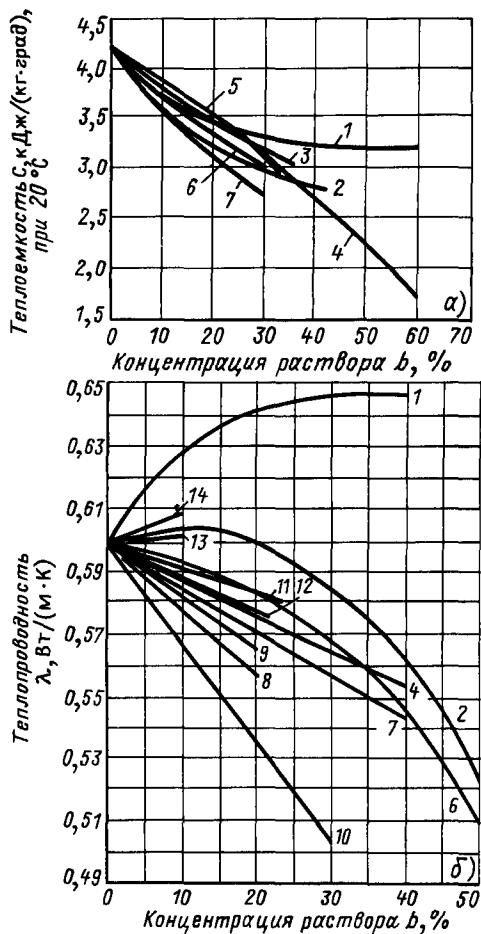


Рис. 4.31. Изменение массовой теплоемкости (а) и теплопроводности (б) раствора в зависимости от концентрации при 20 °С:

1 — NaOH; 2 — KOH; 3 — $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$; 4 — NaNO_3 ; 5 — NH_4NO_3 ; 6 — K_2CO_3 ; 7 — CaCl_2 ; 8 — KCl ; 9 — KNO_3 ; 10 — MgCl_2 ; 11 — MgSO_4 ; 12 — NaCl ; 13 — Na_2SO_4 ; 14 — Na_2CO_3

Удельную теплоемкость раствора можно определить по приближенной аддитивной зависимости

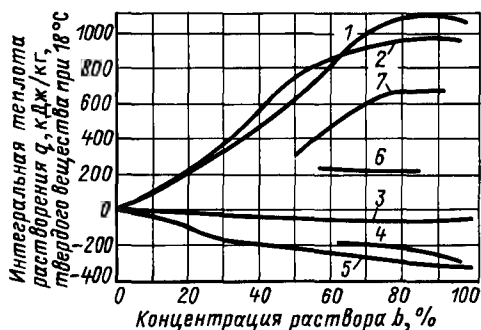


Рис. 4.32. Интегральная теплота растворения некоторых веществ:

1 — NaOH; 2 — KOH; 3 — $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$; 4 — NaNO_3 ; 5 — NH_4NO_3 ; 6 — K_2CO_3 ; 7 — CaCl_2

$$c = c_{\text{сух}} \frac{b}{100} + c_{\text{в}} \left(1 - \frac{b}{100} \right),$$

где $c_{\text{сух}}$, $c_{\text{в}}$ — удельные массовые теплоемкости соответственно сухого нелетучего вещества и растворителя (табл. 4.28).

Т а б л и ц а 4.28. Массовая удельная теплоемкость сухих веществ

Вещество	$c_{\text{сух}}$, кДж/ (кг · К)	Вещество	$c_{\text{сух}}$, кДж/ (кг · К)
$\text{C}_3\text{H}_8\text{O}_3$	2,41	NaCl	0,837
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{O}_5$	1,29	NaNO ₃	1,089
CaCl_2	0,687	NH_4NO_3	1,37
KCl	0,676	$(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$	1,42
KNO ₃	0,965	NH_4Cl	1,52

Отклонение истинной теплоемкости раствора от рассчитанной по правилу аддитивности тем больше, чем выше концентрация. Точные значения теплоемкости для некоторых растворов приведены на рис. 4.31, а. Теплопроводность ряда растворов показана на рис. 4.31, б.

Т а б л и ц а 4.29. Поверхностное натяжение $\sigma \cdot 10^3$ некоторых водных растворов в зависимости от концентрации, Па · м

Концентрация, %	NaOH (20 °С)	NaCl (18 °С)	NaNO ₃ (30 °С)	KCl (18 °С)	NH_4NO_3 (100 °С)	K_2CO_3 (10 °С)
5	74,6	74,0	72,1	73,6	59,2	75,8
10	77,3	75,5	72,8	74,8	60,1	77,2
20	85,8	—	74,4	77,3	61,6	79,2
50	129,0	—	79,8	—	67,5	106,4

В табл. 4.29 и на рис. 4.32 приведены данные по поверхностному натяжению растворов некоторых веществ и интегральной теплоте растворения.

4.2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ВЫПАРИВАНИЯ РАСТВОРОВ

На современных крупных предприятиях выпаривание ведут в *многокорпусных (многоступенчатых)* установках непрерывного действия с использованием образующегося над раствором так называемого *вторичного пара* каждого корпуса в последующих корпусах с более низким давлением в качестве греющего или с передачей части вторичного пара (*экстра-пара*) другим тепловым потребителям. Раствор в таких установках перетекает из корпуса в корпус, выпариваясь при этом частично в каждом корпусе до определенной концентрации.

Выбор схемы выпарной установки и конструкции аппаратов определяется главным образом свойствами раствора, а также его термостойкостью (*термолabileность*), склонностью к пено- и кристаллообразованию [39]. Химическая активность раствора определяет выбор материала, из которого изготавливают выпарные аппараты.

По технологическим признакам выпарные установки разделяют на несколько групп:

1) по числу ступеней: *одноступенчатые* и *многоступенчатые* (в одной ступени может быть несколько корпусов, включенных параллельно по раствору);

2) по давлению вторичного пара в последней ступени:

установки с разрежением, близким к разрежению в конденсаторе. При этом обеспечивается большой перепад температур между греющим паром перед первым корпусом и вторичным паром, поступающим из последнего корпуса в конденсатор (рис. 4.33, а). Но в этом случае вся теплота вторичного пара последней ступени теряется с охлаждающей водой в конденсаторе;

установки с повышенным давлением в последней ступени (рис. 4.33, б). Использование таких установок оправдано, если вторичный пар последней ступени является теплоносителем для других теплоиспользующих аппаратов и установок;

выпарные установки с ухудшенным вакуумом (рис. 4.33, в). По такой схеме установка может работать на потребителя низкопотенциальной теплоты со сбросом излишков пара на конденсатор с ухудшенным вакуумом;

3) по подводу греющего пара:

установки, в которых греющий пар подается в первую по ходу раствора ступень, а вторичный используется последовательно во второй и последующих ступенях (рис. 4.33, а—в);

установки с нуль-корпусом. В них используется первичный пар двух давлений. Пар более высокого давления подается в нуль-корпус, а в следующую ступень, называемую первой, поступает первичный пар более низких параметров (рис. 4.33, г);

4) по технологии обработки раствора:

одностадийные установки (рис. 4.33, а—г, ж—к), в которых раствор проходит последовательно все ступени и не отводится для других промежуточных операций обработки;

многостадийные выпарные установки (рис. 4.33, д, е);

5) по относительному движению пара и раствора:

прямоточные выпарные установки (рис. 4.33, а, г, и) для растворов с высокой температурной депрессией;

противоточные установки (рис. 4.33, ж) для растворов с быстро растущей вязкостью при повышении концентрации;

с параллельным питанием корпусов раствором (рис. 4.33, з) при склонности его к кристаллизации;

со смешанным питанием корпусов (рис. 4.33, к) для растворов с повышенной вязкостью;

6) по наличию отборов экстра-пара: без отборов; с отборами на подогрев раствора в самой установке и для отпуска внешнему потребителю (рис. 4.33, и).

Температура раствора перед первым корпусом по возможности должна быть близка к температуре кипения. Для этого раствор подогревают экстра-паром или конденсатом в регенеративных подогревателях и частью греющего пара в специальном подогревателе. В противоточных установках необходимость в регенеративном подогреве отпадает. Конденсат греющего пара первой ступени и нуль-корпуса следует возвращать на ТЭЦ или в котельную, а из других аппаратов использовать после регенеративных подогревателей для промывки аппаратов или других нужд. При отсутствии потребителя низкопотенциального пара из последней ступени абсолютное давление пара в конденсаторе поддерживают на уровне 0,01—0,02 МПа.

4.2.3. ВЫПАРНЫЕ АППАРАТЫ

Наибольшее распространение получили вертикальные трубчатые выпарные аппараты непрерывного действия с паровым обогревом

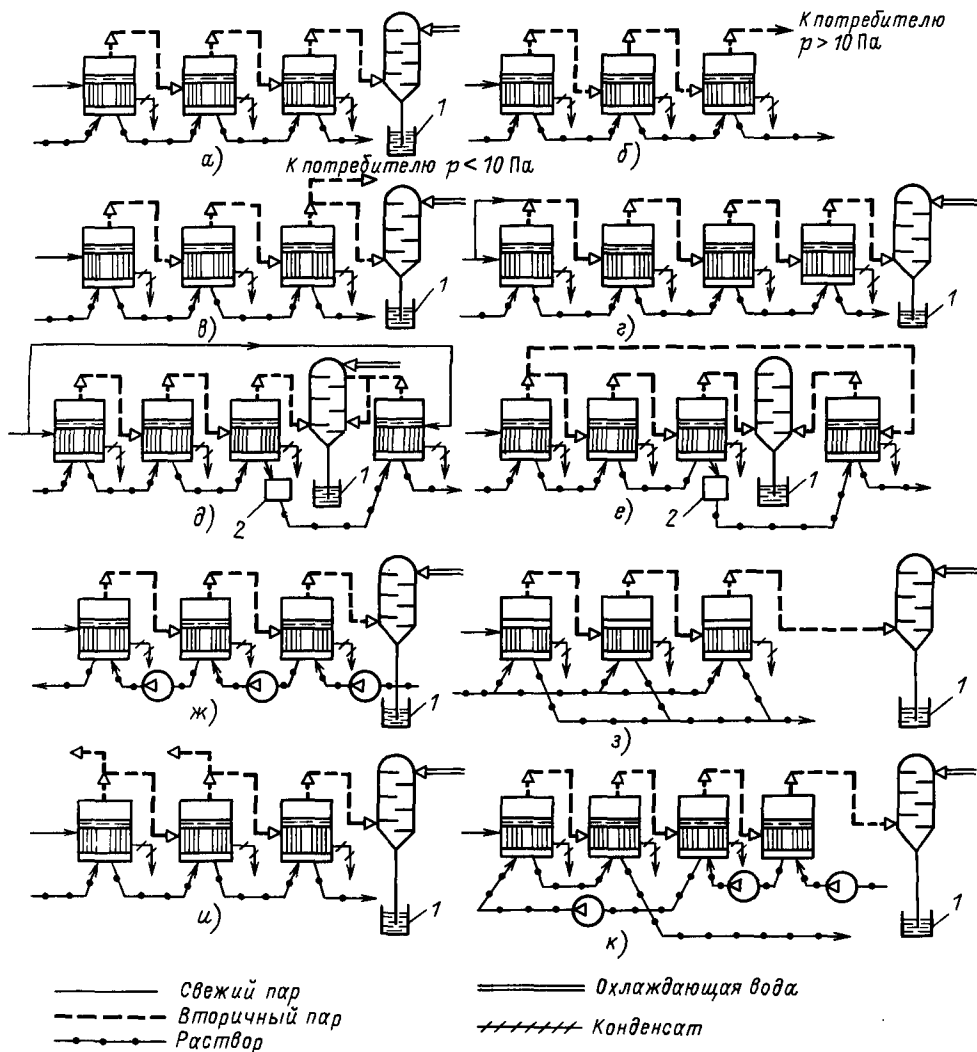


Рис. 4.33. Схемы выпарных установок:

а -- прямоточная с конденсатором; б -- прямоточная с противодавлением; в -- с ухудшенным вакуумом; г -- с нуль-корпусом; д -- двухстадийная с обогревом корпуса второй стадии острым паром; е -- двухстадийная с обогревом корпуса второй стадии вторичным паром первой ступени; ж -- противоточная; з -- с параллельным током; и -- с отбором экстра-пара; к -- со смешанным током; 1 -- барометрический ящик; 2 -- солеотделитель

с естественной и принудительной циркуляцией, изготавливаемые в соответствии с ГОСТ 11987-81 и отраслевыми нормальми.

Для упаривания маловязких $[(6 \div 8) \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}]$ некристаллизующихся и неагрессивных растворов получили распространение выпарные аппараты типа ВВ с внутренней греющей камерой и центральной циркуляционной трубой (рис. 4.34). В этом аппарате возникает устойчивая циркуляция раствора, что обеспечивает высокий коэффициент тепло-

передачи. Основные размеры аппаратов даны в табл. 4.30 и 4.31.

Выпарные аппараты с подвесной греющей камерой применяют для упаривания кристаллизующихся, агрессивных и умеренно вязких растворов (рис. 4.35). Вследствие большого зазора между обечайкой аппарата и корпусом греющей камеры улучшена циркуляция раствора. Свободная подвеска камеры исключает возникновение больших термических напряжений, обеспечивает более надежную ра-

Таблица 4.30. Греющие камеры выпарных аппаратов типа ВВ

Номинальная площадь поверхности нагрева F , м ²	Наружный диаметр греющих труб									
	$d=38$ мм					$d=57$ мм				
	Наружный диаметр корпуса D_k , мм	Диаметр циркуляционной трубы D_1 , мм	Длина трубок l , мм	Количество трубок	Полная площадь поверхности нагрева, м ²	Наружный диаметр корпуса D_k , мм	Диаметр циркуляционной трубы D_1 , мм	Длина трубок l , мм	Количество трубок	Полная площадь поверхности нагрева, м ²
25	600 800	194 273	3600 2000	75 146	27 35	600 800	194 273	3500 2500	29 64	22 28
50	800 1000	273 351	3500 2000	146 240	61 53	1000 1200	351 426	3500 2000	102 152	65 55
100	1000	351	3500	260	95	1200	426	3500	152	95
150	1200 1400	426 450	3500 2500	386 512	162 152	1400 1600	450 500	3500 2500	226 318	140 145
250	1400 1600	450 500	4000 3000	512 734	242 264	1800 2000	600 650	3500 2500	392 518	245 232
350	1600 1800	500 550	4000 3000	734 944	350 340	2000 —	650 —	3500 —	518 —	325 —

боту трубного пучка в месте соединения труб в трубных решетках. Основные размеры аппаратов с подвесной греющей камерой приведены в табл. 4.32.

В [14] описаны конструкция и принцип действия вертикальных выпарных аппаратов

с естественной и принудительной циркуляцией и паровым обогревом, разработанных в соответствии с ГОСТ 11987-81. Конструкции аппаратов этого типа представлены на рис. 4.36, 4.37. Основные размеры, характеристики и сведения о насосах и другом вспомогатель-

Таблица 4.31. Размеры парового пространства выпарных объемы (знаменатель дроби) V_c , м³

Площадь поверхности нагрева F , м ²	$p_s=0,1$ МПа; высота сепаратора $H_c=1800$ мм							
	Диаметр корпуса греющей							
	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
25	$\frac{600}{0,5}$	$\frac{800}{0,9}$	—	—	—	—	—	—
50	—	$\frac{800}{0,9}$	$\frac{1000}{1,4}$	$\frac{1200}{2,0}$	—	—	—	—
100	—	—	$\frac{1000}{1,4}$	$\frac{1200}{2,0}$	$\frac{1400}{2,8}$	—	—	—
150	—	—	—	$\frac{1200}{2,0}$	$\frac{1400}{2,8}$	$\frac{1600}{3,6}$	—	—
250	—	—	—	—	$\frac{1400}{2,8}$	$\frac{1600}{3,6}$	$\frac{1800}{4,6}$	$\frac{2000}{5,7}$
350	—	—	—	—	—	$\frac{1600}{3,6}$	$\frac{1800}{4,7}$	$\frac{2000}{5,7}$

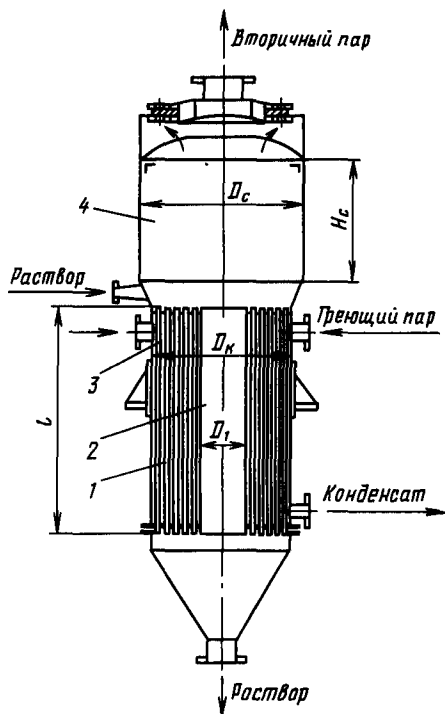


Рис. 4.34. Выпарной вертикальный аппарат типа ВВ с центральной циркуляционной трубой:

1 — греющие трубы; 2 — центральная циркуляционная труба; 3 — греющая камера; 4 — сепаратор

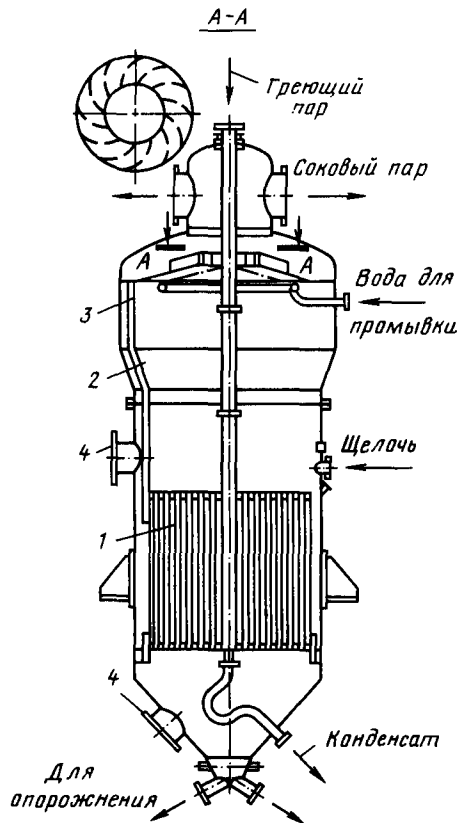


Рис. 4.35. Выпарной аппарат с подвесной греющей камерой:

1 — греющая камера; 2 — сепаратор; 3 — кольцевой трубопровод для промывки аппарата; 4 — лаз

аппаратов типа ВВ. Диаметры (числитель дроби) D_c , мм, сепараторов при различных F , D_k , p_y

$p_y = 0,014$ МПа; высота сепаратора $H_c = 2400$ мм

камеры D_k , мм

600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
600 0,7	800 1,2	—	—	—	—	—	—
—	1000 1,2	1000 1,9	1200 2,7	—	—	—	—
—	—	1200 2,7	1200 2,7	1400 3,7	—	—	—
—	—	—	1600 4,8	1600 4,8	1600 4,8	—	—
—	—	—	—	2000 7,5	2000 7,5	2000 7,5	2000 7,5
—	—	—	—	—	2400 11,0	2400 11,0	2400 11,0

Таблица 4.32. Греющие камеры выпарных аппаратов с подвесной греющей камерой

Площадь поверхности нагрева, м ²	Диаметр корпуса, мм	Длина греющих труб, мм
100	2000	1520
150	2400	1692
200	2400	1910
220	2400	1910
230	2200	3310
244	2400	2210
300	2400	3090
375	2750	3090
400	2600	3190

ном оборудовании аппаратов этих типов приведены в табл. 4.33.

Аппараты или отдельные их элементы изготавливают преимущественно из сталей. Горгостехнадзором и действующими стандартами разрешены к применению следующие стали: ВСтЗсп, ВСтЗпс, ВСтЗпс, 06ХН28МДТ, 20К, 09Г2С, 0ГС1, 16ГС, 08Х18Г8Н2Т, 08Х22Н6Т6, 08Х21Н, М2Т, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, двухслойные стали с плакирующим слоем 08Х13, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т [14]. Для упаривания агрессивных растворов в качестве греющих камер используют также углеграфитовые теплообменники.

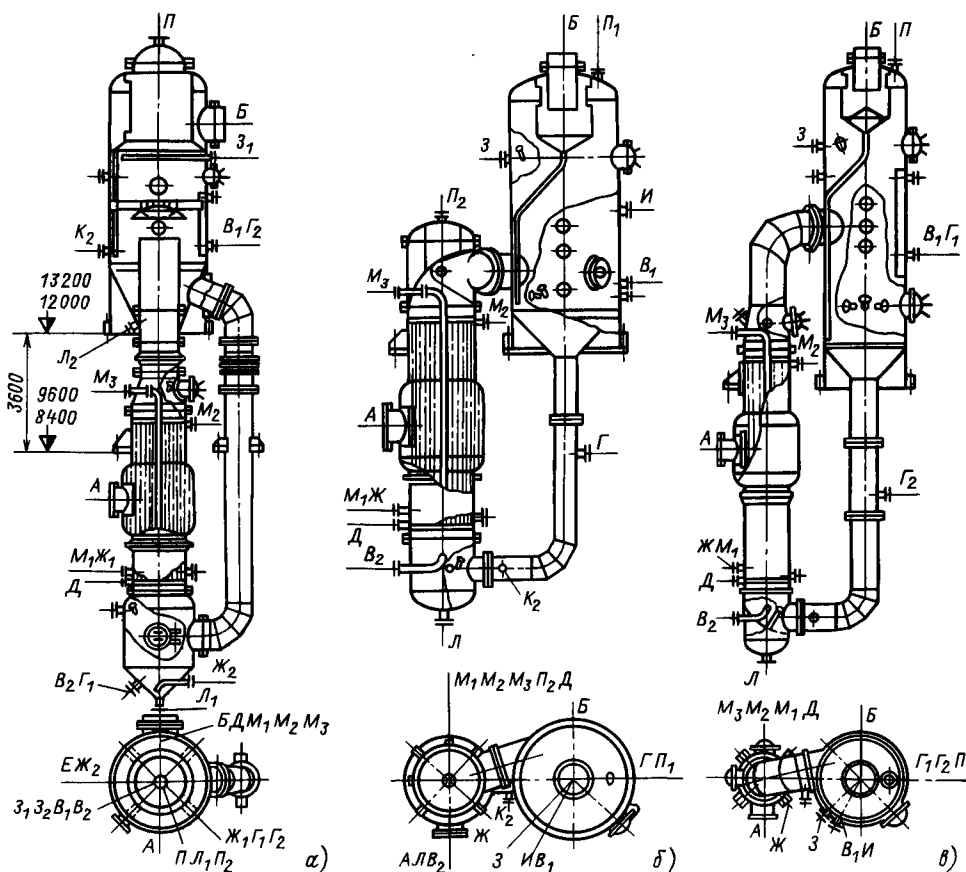


Рис. 4.36. Выпарные аппараты с естественной циркуляцией:

а — тип I, исполнение 2, с соосной греющей камерой, вынесенной зоной кипения и солеотделением; б — тип II, исполнение 1, с вынесенной греющей камерой и кипением раствора в трубах; в — тип II, исполнение 2, с вынесенной греющей камерой и зоной кипения; А — вход греющего пара; Б — выход вторичного пара; В, В₁, В₂ — вход раствора; Г, Г₁, Г₂ — выход раствора; Д — выход конденсата; Ж, Ж₁, Ж₂ — вход воды для промывки и опрессовки; З, З₁, З₂ — вход воды для промывки; Л, Л₁, Л₂ — слив; М, М₁, М₂ — сдвуха некоонденсирующихся газов; П, П₁, П₂ — воздушники; Е и К — технологические

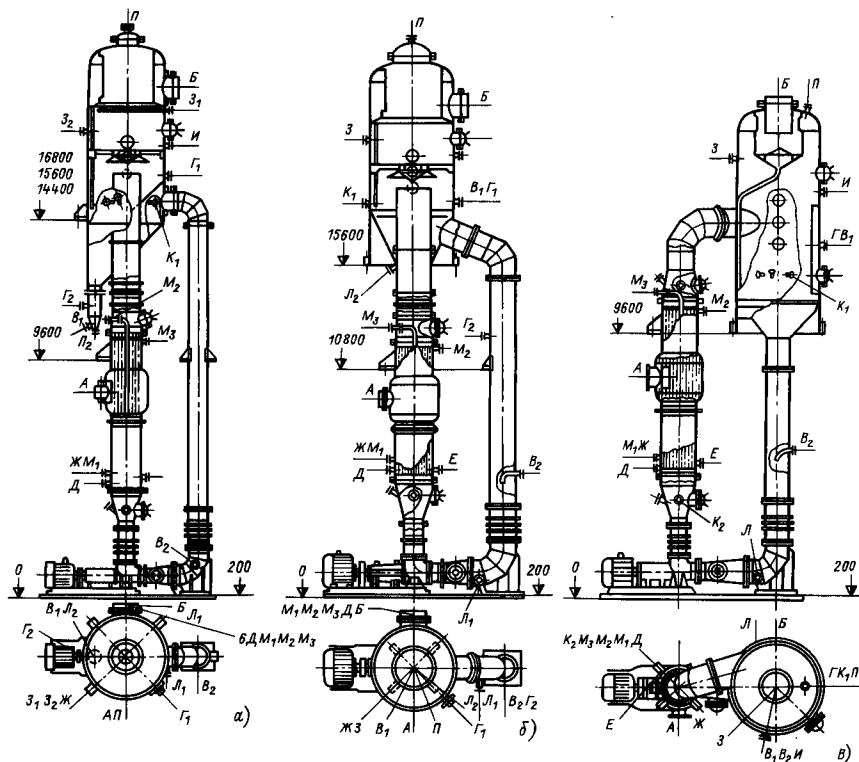


Рис. 4.37. Выпарные аппараты с принудительной циркуляцией:

а — тип III, исполнение 1, с соосной греющей камерой и солеотделением; б — тип III, исполнение 2, с соосной греющей камерой и вынесенной зоной кипения; в — тип IV, с вынесенными греющей камерой и зоной кипения. Обозначения патрубков совпадают с обозначениями на рис. 4.36

Таблица 4.33. Характеристика выпарных аппаратов общего назначения

Типоразмер аппарата	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Количество труб	Типоразмер насоса	Конструктивные и эксплуатационные особенности аппарата
121-2855-01	250	468	—	С соосной греющей камерой, вынесенной зоной кипения и солеотделением, естественной циркуляцией растворов, выделяющих кристаллы, удаляемые с поверхности нагрева промывкой
121-2855-02	400	780	—	
121-2855-03	630	1250	—	
122-2856-01	80	195	—	С вынесенной греющей камерой, кипением в трубах при естественной циркуляции растворов, не образующих больших осадков
122-2856-02	125	310	—	
122-2856-03	200	408	—	
122-2856-04	250	626	—	
122-2857-01	50	101	—	С вынесенными греющей камерой и зоной кипения, с естественной циркуляцией растворов, образующих на греющих поверхностях осадок, удаляемый механическим способом
122-2857-02	100	195	—	
122-2857-03	160	310	—	
122-2857-04	250	468	—	
122-2857-05	315	626	—	
122-2857-06	400	780	—	
122-2857-07	630	1250	—	

Продолжение табл. 4.33

Типоразмер аппарата	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Количество труб	Типоразмер насоса	Конструктивные и эксплуатационные особенности аппарата
126-2858-01 126-2858-02 126-2858-03 126-2858-04* 126-2858-05*	63 125 200 315 400	101 195 310 468 626	ОХГ6-30 ОХГ6-42 ОХГ6-42 ОХГ6-55 ОХГ6-70	С соосной греющей камерой и солеотделителем, принудительной циркуляцией растворов, выделяющих кристаллы, удаляемые с поверхности нагрева промывкой
126-2859-01 126-2859-02	630 800	1038 1250	ОХГ6-87 ОХГ6-87	С соосной греющей камерой и вынесенной зоной кипения, принудительной циркуляцией растворов, образующих незначительный труднорастворимый осадок, удаляемый механически и промывкой
126-2860-01 126-2860-02 126-2860-03 126-2860-04 126-2860-05 126-2860-06	63 125 200 315 400 500	101 195 310 468 626 780	ОХГ6-30 ОХГ6-42 ОХГ6-42 ОХГ6-55 ОХГ6-70 ОХГ6-87	С вынесенными греющей камерой и зоной кипения, принудительной циркуляцией растворов, образующих труднорастворимый осадок, удаляемый с поверхности нагрева механическим способом
127-2861-01 127-2861-02 127-2861-03 127-2861-04 127-2861-05 127-2861-06 127-2861-07 127-2861-08 127-2861-09	50 100 160 250 315 400 500 630 800	101 195 310 468 626 816 414* 540* 666*	— — — — — — — — —	С восходящей пленкой и соосной греющей камерой для пенящихся растворов, не образующих осадка на греющих поверхностях

* Трубы диаметром 57×2,5 мм, у остальных 38×2 мм.

Примечание. Первые три цифры типоразмера — индекс группы в соответствии с классификатором изделий; четыре цифры после дефиса — регистрационный номер технической документации; последние две цифры — индекс давления в греющей камере и сепараторе аппарата; избыточное давление в греющих камерах, МПа: 0,3 — при индексах 01 и 02; 0,6 — при индексах 03—05; 1 — при индексах 06—08; вакуум в сепараторах — при индексах 01, 03 и 06, избыточное давление 0,3 МПа — при индексах 04 и 07 и 0,6 МПа — при индексах 05 и 06.

4.2. ПЛЕНОЧНЫЕ ВЫПАРНЫЕ АППАРАТЫ И ИСПАРИТЕЛИ

Очень вязкие, пастообразные и термолабильные растворы упаривают в пленочных аппаратах. По принципу действия их разделяют на аппараты с гравитационным течением пленки по поверхности нагрева и аппараты с размазыванием раствора по поверхности теплообмена роторными мешалками (рис. 4.38—4.40). Чем тоньше пленка раствора на поверхности, тем меньше его перегрев на стенке и выше интенсивность процесса испарения. Толщина пленки δ , мм, стекающей по

поверхности [41],

$$\delta = 0,9085 \sqrt[3]{v_{ж}^2 Re_{ж}/g},$$

где $v_{ж}$ — кинематическая вязкость раствора в пленке; $Re_{ж} = w_{ж} d_s / v_{ж}$; $d_s = 46$; $w_{ж}$ — средняя скорость пленки.

Плотность орошения $\Gamma = w_{ж} \rho_{ж} \delta$, кг/(м·с), имеет минимальное значение, допустимое на участке испарения,

$$\Gamma_{мин} = \rho_{ж} v_{ж} \left(\frac{\sigma_{ж}}{v_{ж}^{4/3} g^{1/3} \rho_{ж}} \right)^{0,625},$$

где $\sigma_{ж}$ — поверхностное натяжение раствора.

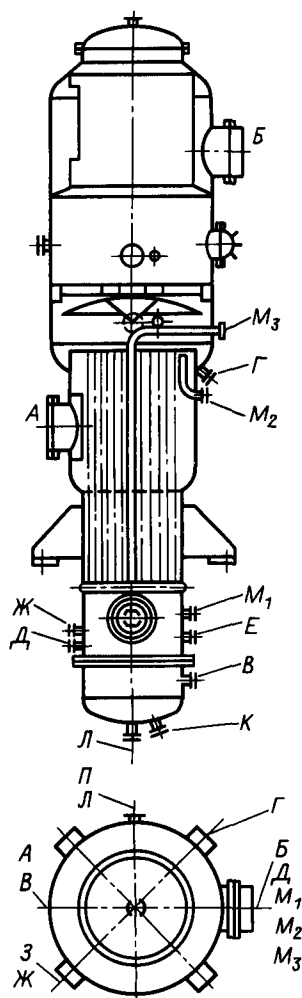


Рис. 4.38. Выпарной аппарат пленочный с восходящей пленкой и соосной греющей камерой. Обозначения патрубков совпадают с обозначениями на рис. 4.36

Расход жидкости на упаривание при истечении через кольцевую щель, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$G = \mu_0 f_0 \sqrt{2gH},$$

где $\mu_0 = 0,95$ — коэффициент расхода; f_0 — площадь сечения щели; H — высота столба жидкости над щелью.

Размеры аппаратов с падающей пленкой приведены в табл. 4.34 и 4.35.

Роторные пленочные испарители применяются при выпаривании термически нестойких продуктов в химической, нефтехимической, микробиологической и других отраслях про-

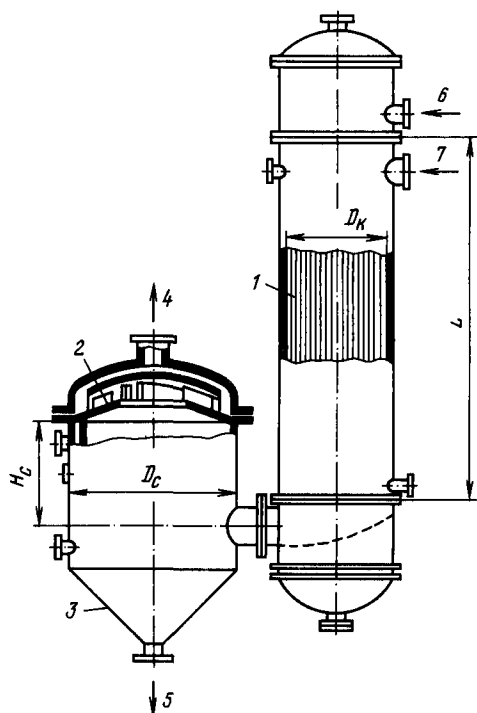


Рис. 4.39. Выпарной аппарат со свободно падающей пленкой раствора:

1 — греющая камера; 2 — брызгоотделитель; 3 — сепаратор; 4 — выход вторичного пара; 5 — выход упаренного раствора; 6 — ввод слабого раствора; 7 — ввод пара

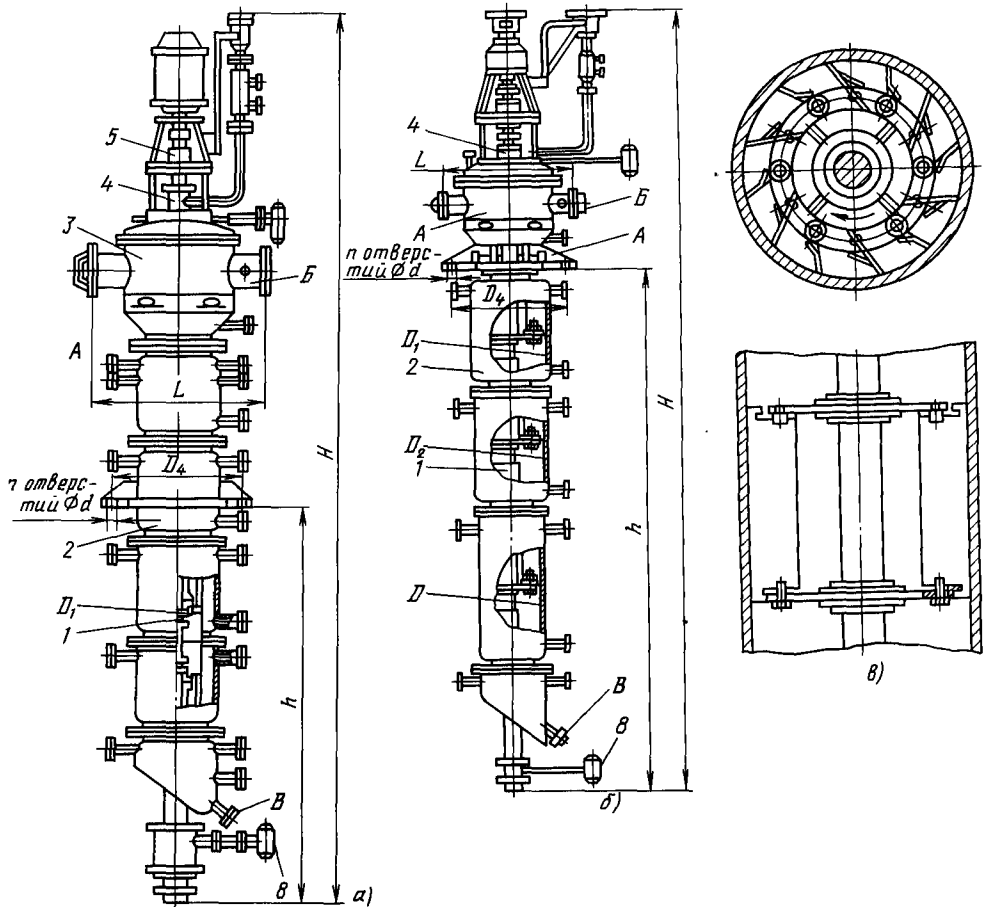
мышленности. Лопатки ротора закреплены с помощью шарниров. Поэтому при вращении его они прижимаются к поверхности нагрева и распределяют по ней раствор тонким слоем. Это снижает опасность термического разложения раствора на поверхности. Дополнительную его защиту от деструкции обеспечивает организация процесса выпарки под вакуумом. Использование механического привода и конструкция ротора позволяют также очищать поверхность нагрева от отложений и загрязнений. Основные размеры роторных испарителей приведены в табл. 4.36.

Роторные аппараты используются в качестве последних ступеней выпарных установок, а также кубовых испарителей ректификационных колонн в комплекте с сушильными камерами и установками.

Обогрев аппарата производится водяным паром или органическими жидкостями и парами. Ориентировочная нагрузка по исходному продукту на единицу поверхности теплообмена

Т а б л и ц а 4.34. Диаметры (числитель дроби, мм) и объемы (знаменатель дроби, м³)

Площадь поверхности нагрева, м²	При $p_1=0,1$ МПа; высота сепаратора $H_c=1800$ мм						
	Наружный диаметр						
	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
100	$\frac{800}{0,9}$	$\frac{1000}{1,4}$	—	—	—	—	—
150	$\frac{1000}{1,4}$	$\frac{1000}{1,4}$	$\frac{1200}{2,0}$	—	—	—	—
250	—	$\frac{1200}{2,0}$	$\frac{1200}{2,0}$	—	$\frac{1600}{3,6}$	—	—
350	—	—	$\frac{1400}{2,8}$	$\frac{1400}{2,8}$	$\frac{1800}{4,6}$	$\frac{1800}{4,6}$	—
500	—	—	—	$\frac{1800}{4,6}$	$\frac{1800}{4,6}$	—	$\frac{2000}{5,7}$
700	—	—	—	$\frac{2000}{5,7}$	$\frac{2000}{5,7}$	$\frac{2000}{5,7}$	—
900	—	—	—	—	$\frac{2200}{6,9}$	$\frac{2200}{6,9}$	—



сепараторов выпарных аппаратов с падающей пленкой

При $p_v = 0,014$ МПа; высота сепаратора $H_c = 2400$ мм

корпуса, мм

800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
$\frac{1200}{2,7}$	$\frac{1200}{2,7}$	—	—	—	—	—
$\frac{1600}{4,8}$	$\frac{1600}{4,8}$	$\frac{1600}{4,8}$	—	—	—	—
—	$\frac{2000}{7,5}$	$\frac{2000}{7,5}$	—	$\frac{2000}{7,5}$	—	—
—	—	$\frac{2400}{10,9}$	$\frac{2400}{10,9}$	—	$\frac{2400}{10,9}$	—
—	—	—	$\frac{2800}{14,8}$	$\frac{2800}{14,8}$	—	$\frac{2800}{14,8}$
—	—	—	—	$\frac{3200}{19,5}$	$\frac{3200}{19,5}$	$\frac{3200}{19,5}$
—	—	—	—	—	$\frac{3600}{24,5}$	$\frac{3600}{24,5}$

Таблица 4.35. Греющие камеры выпарных аппаратов с падающей пленкой

Номинальная площадь поверхности нагрева, м ²	Наружные диаметры греющих труб, мм							
	38×2				57×2,5			
	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина труб, мм	Количество труб	Действительная площадь поверхности нагрева, м ²	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина труб, мм	Количество труб	Действительная площадь поверхности нагрева, м ²
100	800	5000	189	113	800	7000	83	104
100	1000	3000	300	108	1000	4000	137	98
150	800	7000	189	158	1000	7000	137	172
150	1000	4000	300	143	1200	4000	207	148
250	1000	7000	300	251	1200	7000	207	258
250	1200	4000	477	228	1600	4000	319	270
350	1200	7000	477	400	1400	7000	281	352
350	1400	4000	625	300	1800	4000	477	342
500	1400	7000	625	520	1600	7000	379	474
500	1600	5000	851	513	2000	5000	629	563
700	1600	7000	851	710	2000	7000	629	788
700	1800	5000	1097	650	—	—	—	—
900	1800	7000	1097	915	—	—	—	—
900	2000	5000	1345	800	—	—	—	—

Рис. 4.40. Роторные пленочные испарители:

а — испаритель типа РП; б — испаритель типа ИРС; в — устройство ротора; А — вход раствора; Б — выход вторичного пара; В — выход готового продукта; 1 — ротор; 2 — греющая камера; 3 — сепаратор; 4 — редуктор; 5 — электродвигатель

Таблица 4.36. Роторные пленочные испарители [41]

Типоразмер испарителя	Площадь поверхности теплообмена ступеней корпуса, м ²			Внутренний диаметр ступеней корпуса, мм			Габаритные размеры, мм		Мощность электродвигателя, кВт
	1-й	2-й	3-й	D ₁	D ₂	D ₃	H	h	
РП-160-08	0,8	—	—	160	—	—	3800	2080	1,5
РП-300-1,6	1,6	—	—	300	—	—	4820	2150	3,0
РП-300-2	2	—	—	300	—	—	5430	2750	3,0
РП-600-4	4	—	—	600	—	—	8320	3500	4,0
РП-600-6,3	6,3	—	—	600	—	—	9430	4630	7,5
РП-600-8	8	—	—	600	—	—	10 800	6050	10
РП-800-12,5	12,5	—	—	800	—	—	10 600	5470	17
РП-1000-16	16	—	—	1000	—	—	12 550	5050	17
РП-1000-20	20	—	—	1000	—	—	14 000	6450	22
ИРС-08	0,5	0,3	—	200	160	—	4500	2450	1,5—2,2
ИРС-1,6	0,9	0,7	—	300	200	—	5600	2960	2,2—2,4
ИРС-2	1,3	0,7	—	400	300	—	5600	3100	2,2—2,4
ИРС-4	2,4	1,6	—	600	400	—	7500	3490	7,5
ИРС-6	3,8	2,2	—	800	600	—	9000	4500	7,5
ИРС-8	3,5	2,5	2	800	600	400	10 400	6000	7,5
ИРС-12	4	5	3	1000	800	600	11 800	7234	10—13
ИРС-16	8	5	3	1000	800	600	14 000	8420	13—15
ИРС-20	10	8	2	1000	800	600	16 000	10 600	13—15
ИРС-24	10	8	6	1000	800	600	18 000	12 600	13—15

Примечания: 1. РП — аппараты роторного типа с подвижными лопатками; ИРС — испаритель роторного типа со ступенчатым корпусом.

2. Давление раствора 1,0—1,6 МПа в аппаратах типа РП и до 1,6 МПа — в аппаратах типа ИРС; температура раствора — от —10 до +300 °С в аппаратах типа РП и до 250 °С — в аппаратах типа ИРС; температура теплоносителя — до 350 °С.

составляет, кг/(м²·с): для водных растворов 0,028—0,056; при дистилляции органических веществ 0,055—0,11; при сушке органических продуктов 0,014—0,028.

Аппараты типа РП изготавливают по ОСТ 26-01-1045—74, а типа ИРС — по ОСТ 26-01-915—74.

4.2.5. СЕПАРАЦИЯ ПАРА

Размеры парового пространства над кипящим раствором влияют на чистоту и сухость вторичного пара. Унос капель раствора с вторичным паром снижает выход готового продукта и ограничивает возможности использования этого пара в качестве теплоносителя из-за повышенного загрязнения поверхностей нагрева. Унос возрастает при повышении производительности аппарата и уменьшается при увеличении высоты надрастворного пространства. Выбор оптимальных размеров парового пространства производится по напряжению парового пространства, равному отношению количества образующегося вторичного пара в единицу времени к объему этого пространст-

ва, и по скорости пара над раствором. Обычно для этого используют зависимость предельного напряжения парового пространства R_V от давления при кипении воды (рис. 4.41). Растворы более склонны к пенообразованию, чем вода. Поэтому для них значения напряжений R'_V оказываются более низкими: для водных растворов $R'_V = (0,3 \div 0,4) R_V$; при давлении 0,1 МПа $R'_V = (1600 \div 1700) \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Скорость пара в паровом пространстве при

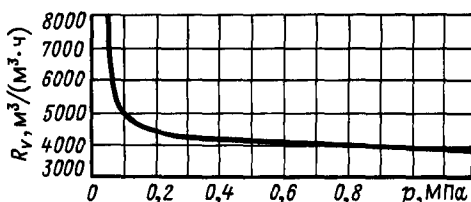


Рис. 4.41. Зависимость предельного напряжения парового пространства от давления при кипении воды

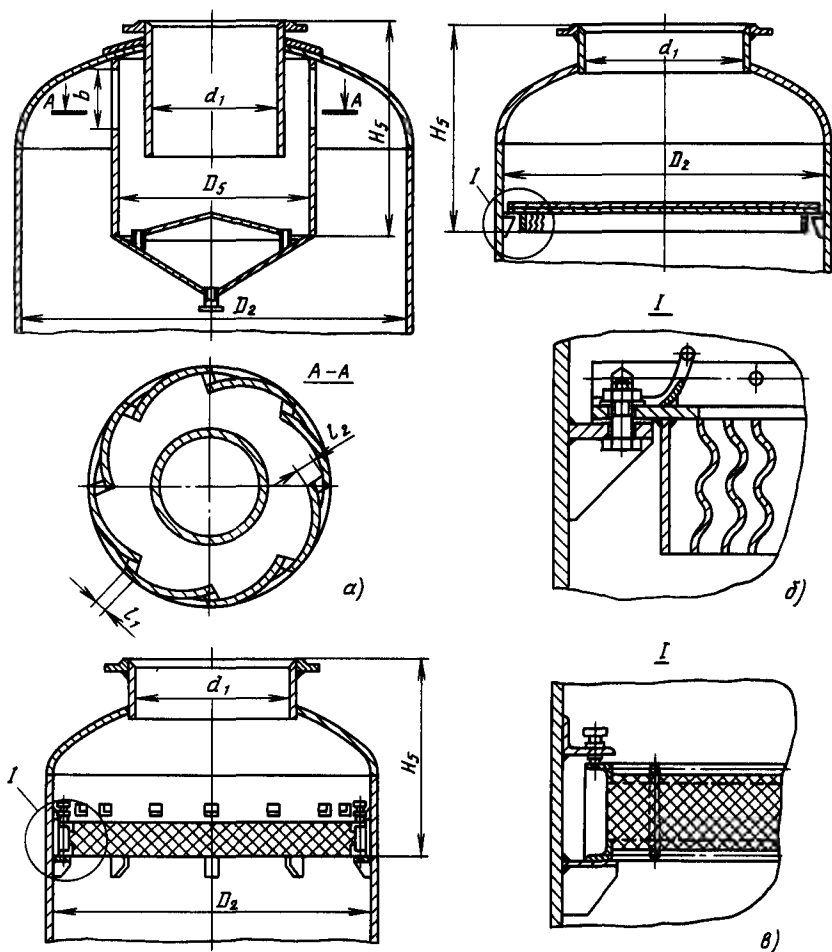


Рис. 4.42. Брызгоотделители:
а — циклонный; б — жалюзийный; в — сетчатый

атмосферном давлении принимают равной 2—4 м/с, при давлении 0,01 МПа 5—8 м/с. Высоту парового пространства рекомендуется принимать не менее 1,5 м. Для пенящихся растворов $H_c = 2,5 \div 3$ м.

По известному количеству вторичного пара W , его плотности ρ_n и R'_V объем парового пространства рассчитывают по формуле

$$V_c = W / (R'_V \rho_n).$$

Диаметр корпуса сепаратора, м,

$$D_c = \sqrt{4V_c / (\pi H_c)}.$$

Надрастворное пространство не обеспечивает необходимой степени сепарации брызг. Поэтому на выходе вторичного пара из аппарата устанавливают брызгоотделители (сепараторы).

Данное решение оказывается более экономичным, чем дальнейшее увеличение высоты парового пространства. Тип брызгоотделителя и его размеры выбирают, исходя из условий работы аппарата и свойств упариваемого раствора.

Циклонные брызгоотделители (рис. 4.42, а) применяют при упаривании чистых, пенящихся, кристаллизующихся и загрязненных (с механическими включениями) растворов. Они наиболее универсальны, но имеют значительное сопротивление. При выборе циклонных брызгоотделителей [14] рекомендуется принимать скорость пара на входе в щели 15—30 м/с при атмосферном давлении и 30—70 м/с при вакууме. Сопротивление брызгоотделителей составляет при этом

Таблица 4.37. Циклонные брызгоотделители (рис. 4.42, а)

Диаметр сепаратора, D_2 , мм	Расход пара, приведенный к объему при давлении 0,1 МПа, м ³ /ч	Размеры, мм				Количество щелей
		D_5	d_1	H_5	b	
800	600—3500	350	219	700	100—150	4—8
1000	2500—3500	550	325	940	200	4
1200	3500—8000	550	325	940	200	6—8
1400	4500—9000	700	500	1030	250	6
1600	6000—14 000	700	500	1030	250	8—10
1800	8000—9000	900	600	1250	300	6
2000	9000—24 000	900	600	1250	300—400	8—10
2280	13 000—17 000	1200	800	1350	350	8
2400	17 000—35 000	1200	800	1350	400	10—12
2600	19 000—20 000	1400	800	1250	400	8
2800	20 000—46 000	1400	800	1250	400—500	10—12
3000	25 000—28 000	1600	1000	1700	450	8
3200	28 000—62 000	1600	1000	17 000	450—500	10—14
3400	32 000—34 000	1800	1000	1920	600	8
3600	34 000—80 000	1800	1000	1920	600	10—14
3800	50 000—60 000	2000	1100	2220	800	8
4000	60 000—80 000	2000	1100	2220	800	10
4400	80 000—90 000	2000	1100	2220	800	12
5000	90 000—110 000	2000	1100	2220	800	14

1500—5000 Па при атмосферном давлении и 2000—9000 Па при вакууме. При одном и том же диаметре сепараторов их изготавливают в нескольких модификациях, отличающихся количеством щелей. Поэтому индекс выбирают в зависимости от объемного расхода вторичного пара, приведенного к атмосферному давлению. Основные размеры циклонных брызгоотделителей приведены в табл. 4.37.

Жалюзийные брызгоотделители (рис. 4.42, б) применяют при упаривании чистых и слабокристаллизующихся растворов, образующих легко смываемые осадки. Для промывки брызгоотделителей в выпарном аппарате предусмотрено промывочное устройство (форсунки). Рекомендуемые эффективные скорости по сечению сепаратора при давлении 0,1 МПа 2—5, при вакууме — 4—8 м/с. Максимальное сопротивление — не более 500 Па. Высота брызгоотделителя 80 мм.

Сетчатые брызгоотделители (рис. 4.42, в) применяют при упаривании пенящихся чистых растворов, не образующих осадка. Рекомендуемые эффективные скорости пара в сечении сепаратора при давлении 0,1 МПа 1,5—5,5, при вакууме до 0,0825 МПа — 3—10 м/с. Максимальное сопротивление 50 Па, высота брызгоотделителя 160 мм.

Сетчатые брызгоотделители набирают из сеток по ГОСТ 2715-75, укладываемых горизонтальными слоями на поддерживающую решетку. Материал жалюзи и сеток — коррози-

онно-стойкая сталь. Индексы жалюзийных и сетчатых брызгоотделителей соответственно 33 и 34. Конструкция этих сепарирующих устройств зависит от диаметра сепаратора.

4.2.6. БАРОМЕТРИЧЕСКИЕ КОНДЕНСАТОРЫ

Барометрические конденсаторы применяют для конденсации пара и создания вакуума в выпарных и дистилляционных установках [32, 38]. Барометрический конденсатор со сливным устройством показан на рис. 4.43. Пар, поступающий через нижний штуцер навстречу каскадно стекающей воде, конденсируется. Конденсат смешивается с водой и удаляется вместе с ней по барометрической трубе. Расчет конденсаторов см. в [32]. Размеры конденсаторов приведены в табл. 4.38.

4.2.7. ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ НАСОСЫ

Для обеспечения принудительной циркуляции жидкостей в выпарных аппаратах применяют осевые химические насосы типа ОХГ в соответствии с [14а]. Насосы марок ОХГ6-30, ОХГ6-42, ОХГ6-55, ОХГ6-70, ОХГ6-87 имеют привод от электродвигателя серий А и АО через упругую муфту. Детали проточной части насосов изготавливают из стали Х18Н10Т или Х17Н13МЗТ. Подача насоса составляет 400—

Таблица 4.38. Барометрические конденсаторы

Производительность при остаточном давлении 0,01 МПа		Средняя скорость потока в нижней части конденсатора, м/с		Размеры конденсатора, мм			Размер ловушки, мм		Диаметр барометрической трубы d_t , мм
объемная, м ³ /ч	массовая, кг/ч	на полное сечение конденсатора	в зазоре между корпусом и полкой	Диаметр d_k	Высота l_k	Расстояние между полками b	Диаметр d_l	Высота l_l	
До 16 000	До 1000	До 23	До 47	500	4300	220	—	—	125
16 000—25 000	1000—1600	16—24	28—43	600	4550	260	—	—	150
25 000—40 000	1600—2500	14—22	34—54	800	5080	300	400	1350	200
40 000—64 000	2500—4000	14—23	38—62	1000	5680	360	400	1350	200
64 000—100 000	4000—6400	16—25	39—61	1200	6220	400	500	1400	250
100 000—160 000	6400—10 000	14—22	34—54	1600	7350	500	600	1450	300
160 000—250 000	10 000—16 000	14—22	34—54	2000	8500	650	800	1550	400

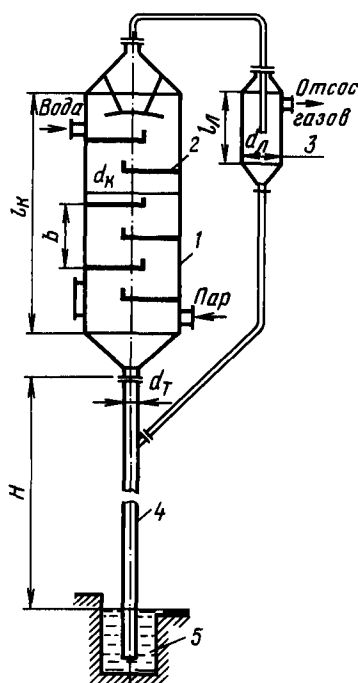


Рис. 4.43. Барометрический конденсатор с сегментными полками:

1 — корпус; 2 — сегментные полки; 3 — газотеплообменник; 4 — барометрическая труба; 5 — барометрический ящик

10 000 м³/ч; напор 3,5—4,5 м столба жидкости; частота вращения ротора 9,83—24,2 с⁻¹; мощность на валу 14—264 кВт; предельная температура раствора 150 °С; минимальная высота столба раствора над насосом 10—12 м.

4.2.8. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ВЫПАРНОЙ УСТАНОВКИ

Задачей теплового расчета выпарной установки является определение поверхностей нагрева отдельных корпусов (ступеней) при заданных условиях теплового режима (тепловой конструктивный расчет) или выявление оптимального режима работы установки при заданных поверхностях нагрева (проверочный расчет). При проектировании новых установок обычно определяют поверхности нагрева отдельных ступеней, расход греющего пара, параметры пара и раствора по отдельным ступеням, количество экстра-пара на подогрев раствора начальной концентрации и др. При этом используют следующие основные соотношения [6].

Расход выпаренной из раствора воды в установке, кг/с,

$$W = G_n - G_k = G_n (1 - b_n/b_k),$$

где G_n и G_k — начальный и конечный расходы раствора; b_n и b_k — его начальная и конечная концентрации.

Массовый расход воды, выпаренной в i -м корпусе (индексы: $i=0$ — начальное состоя-

ние в первом корпусе; $i=1$ — за первым корпусом и т. д.),

$$W_i = G_{i-1} \left(1 - \frac{b_{i-1}}{b_i} \right).$$

Концентрация раствора в i -м корпусе

$$b_i = \frac{b_0 G_0}{G_0 - \sum_1^i W_i} = \frac{b_0}{1 - \sum_1^i w_i},$$

где $\sum_1^i W_i$ — количество воды, выпаренной во всех корпусах; $w_i = W_i / G_0$.

Распределение полезной разности температур по корпусам. Разность температур греющего пара первой ступени и вторичного пара последней называют располагаемой разностью температур:

$$\Delta t_p = t_1 - t_k.$$

Полезная разность температур меньше располагаемой на сумму депрессий — температурной Δ_1 , гидростатической Δ_2 и гидравлической Δ_3 — во всех корпусах установки:

$$\Delta t_n = \Delta t_p - (\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3).$$

При равенстве площадей поверхностей нагрева во всех аппаратах ($F_1 = F_2 = \dots = F_i$) распределение общей полезной разности температур по корпусам производят по формуле

$$\Delta t_i = \Delta t_n \frac{Q_i / k_i}{\sum_1^i Q_i / k_i},$$

где Q_i и k_i — тепловая нагрузка и коэффициент теплопередачи i -й ступени.

При условии минимума суммарной площади поверхности всех корпусов ($F_1 + F_2 + \dots + F_i = F_{\min}$)

$$\Delta t_i = \Delta t_n \frac{\sqrt{Q_i / k_i}}{\sum_1^i \sqrt{Q_i / k_i}}.$$

Если одновременно должны быть выполнены оба указанных выше условия, то

$$\Delta t_1 = \Delta t_2 = \Delta t_3 = \dots = \Delta t_i.$$

Оптимальное число ступеней установки.

С учетом потерь теплоты в окружающую среду расход греющего пара (от внешнего источни-

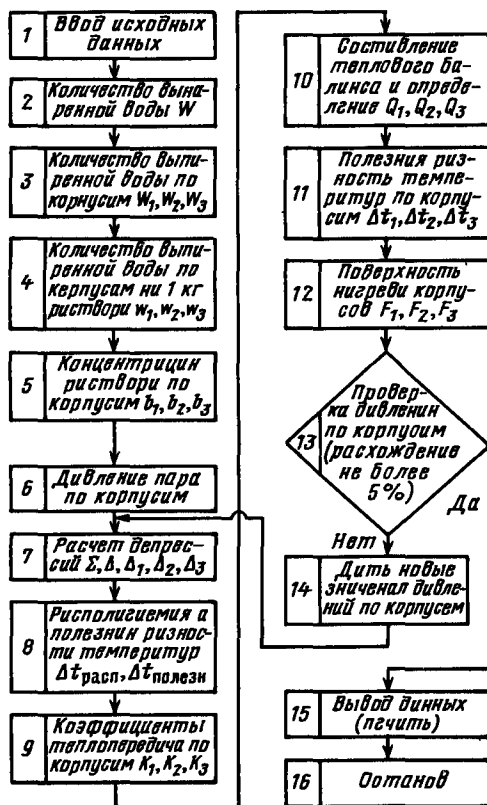


Рис. 4.44. Блок-схема алгоритма расчета трех-ступенчатой выпарной установки

ка) на установку с n ступенями

$$D = W / (a n),$$

где a — коэффициент потерь теплоты через изоляцию, недонесения теплоты конденсата, а также увеличения скрытой теплоты парообразования с понижением давления от ступени к ступени. Для трех-, четырехкорпусных установок $a=0,85$. С увеличением числа ступеней экономия пара (в пересчете на один корпус) снижается, капитальные затраты и расходы на обслуживание установки возрастают. Оптимальное число ступеней, соответствующее минимуму приведенных затрат, определяется на основе технико-экономических расчетов. Для упаривания растворов в промышленности оно не превышает обычно 5—6 корпусов, при опреснении морской воды — 30.

Расчет поверхности нагрева поверхностей выпарных аппаратов полностью совпадает с расчетом рекуперативных теплообменни-

ков. Данные по теплоотдаче конденсирующегося пара, используемого, как правило, в качестве греющей среды, см. в разд. 3 кн. 2 настоящей серии. Для расчета теплоотдачи при кипении раствора в вертикальных трубах при естественной циркуляции можно использовать следующую зависимость:

$$Nu = 54K^{0,6}Pr^{0,3}, \quad (4.4)$$

где $Nu = (\alpha/\lambda) \sqrt{\sigma/(\rho g)}$;

$$K = q/[\rho_n r^{0,078}(\rho_0/\rho_n)^{1,1}];$$

индексами «п» и «0» обозначены плотность пара соответственно при рабочем давлении и при давлении 0,098 МПа; без индекса указаны теплофизические свойства раствора при температуре кипения; q — плотность теплового потока; r — скрытая теплота парообразования воды.

Формула (4.4) применима в пределах значений $p = 0,01 \div 7,2$ МПа; $Pr = 0,8 \div 100$; $q = (9 \div 150) \times 10^3$ Вт/м².

Для устранения инкрустации поверхности скорость на входе раствора в греющие трубы должна быть не менее 2,5 м/с. При многократной циркуляции раствора в аппарате от-

ношение расхода раствора к количеству выпаренной воды (кратность циркуляции $k_{\text{ц}} = G/W$) составляет 20—40. Методика расчета циркуляции приведена в [6].

Последовательность расчета многокорпусной выпарной установки представлена в виде блок-схемы на рис. 4.44.

4.2.9. АДИАБАТНЫЕ ВЫПАРНЫЕ УСТАНОВКИ

Выпаривание воды из растворов минеральных солей часто ведут в установках адиабатного испарения. Концентрирование раствора в этих установках происходит за счет вскипания предварительно нагретой жидкости в результате резкого снижения давления при входе ее в первую и последующие ступени адиабатного испарения [32, 39]. Схемы установок приведены на рис. 4.45.

Производительность одной ступени установки

$$W = Gc(t_p - t_r)/r_{\text{ст}}.$$

Удельный расход греющего пара в головном подогревателе при числе ступеней n

$$d = \frac{D}{W} =$$

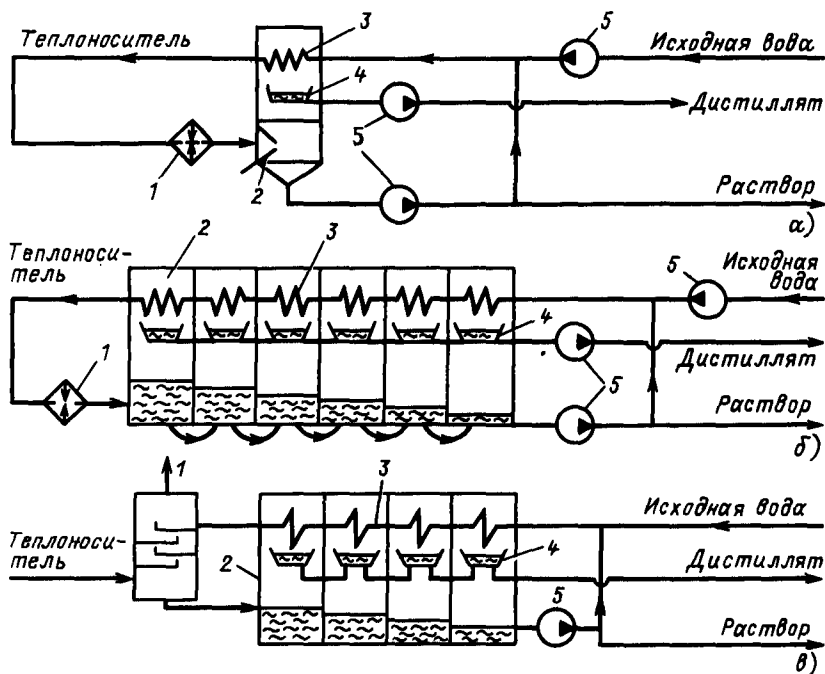


Рис. 4.45. Схемы адиабатных испарительных установок:

а — одноступенчатой; б — многоступенчатой; в — с контактным головным подогревателем; 1 — головной подогреватель; 2 — испаритель; 3 — конденсатор; 4 — поддон; 5 — иасос

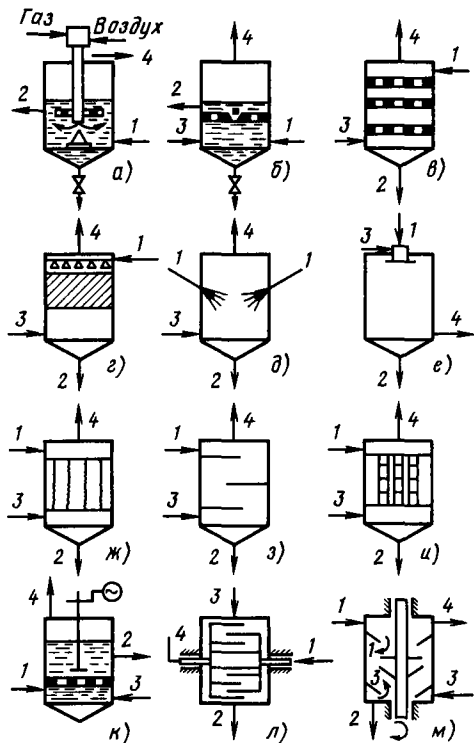


Рис. 4.46. Схемы основных типов контактных теплообменников газ — жидкость:

а — с погружной горелкой; б — барботажный; в — тарельчатый; г — насадочный; д — с форсуночным распылением; е — с дисковым распылением; ж — пленочный; з — полочный; и — с плоскопараллельной насадкой; к — с механической мешалкой; л — центробежный с соосными цилиндрами; м — вертикальный с центробежным вентилятором; 1 — исходный раствор; 2 — концентрированный раствор; 3 — теплоноситель; 4 — парогазовая смесь

$$= \left(\frac{1}{n} + \frac{\Delta + \Delta t_n}{t'_p - t_p} \right) \frac{r_{ст}}{r_n}$$

В этих формулах c — удельная теплоемкость раствора; t'_p — температура раствора на входе в адиабатную ступень; t_p — средняя температура раствора в ступени; r_n и $r_{ст}$ — теплота испарения пара соответственно в головном подогревателе и в ступени испарения; Δ — температурная депрессия; Δt_n — недогрев раствора в конденсаторе.

При упаривании растворов, содержащих сульфат кальция, на греющих поверхностях конденсаторов и головных подогревателей интенсивно протекает кристаллизация. Замена поверхностных головных подогревателей на

контактные позволяет повысить экономичность и надежность установки. В качестве греющего теплоносителя в этих аппаратах используют горячие газы, продукты сгорания топлива, пар испарительного охлаждения печей. Принципиальные схемы основных типов контактных теплообменников газ — жидкость приведены на рис. 4.46.

4.2.10. ВЫПАРНЫЕ АППАРАТЫ С ПОГРУЖНЫМИ ГОРЕЛКАМИ

Аппараты с погружными горелками (АПГ) предназначены для нагрева и выпаривания растворов при непосредственном соприкосновении продуктов сгорания или горячих газов с жидкостью. В таких аппаратах можно выпаривать агрессивные растворы кислот, минеральных солей, а также промышленные сточные воды, содержащие шламы, взвеси и другие загрязнения [1, 40].

Выпаривание растворов в АПГ протекает при равновесной температуре, которая при атмосферном давлении на 15—16 °С ниже температуры кипения раствора. Равновесная температура испарения повышается по мере возрастания концентрации солей или кислот в выпариваемом растворе в соответствии со значением температурной депрессии.

При непосредственном контакте дымовых газов с растворами процессы тепло- и массообмена протекают с малыми теплопотерями. Коэффициент использования теплоты сгорания топлива в погружной горелке при испарении жидкостей достигает 95—96 %.

Принципиальная схема выпарной установки с погружной горелкой представлена на рис. 4.47.

Для выпаривания растворов применяют погружные горелки, работающие на газовом или жидком топливе. Выпарные аппараты большой производительности могут иметь от одной до трех погружных горелок. Параметры и основные размеры АПГ приведены в табл. 4.39. Для выпаривания растворов кислот и минеральных солей АПГ изготовляют из углеродистой стали, но для защиты от коррозии внутри футеруют кислотоупорными материалами.

В промышленности используют АПГ следующих типов:

с погружной горелкой туннельного типа, расположенной в центральной части сосуда и закрепленной на крышке аппарата. Они предназначены для концентрирования растворов кислот и регенерации отработанных травильных растворов;

с погружной горелкой, имеющей решетку

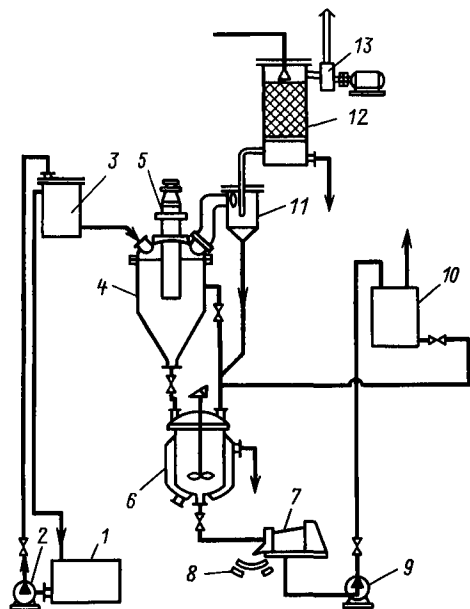


Рис. 4.47. Выпарная установка с погружной горелкой:

1 — сборник раствора; 2, 9 — насосы; 3 — напорный бак; 4 — аппарат с погружной горелкой; 5 — горелка; 6 — кристаллизатор; 7 — центрифуга; 8 — транспортер; 10 — сборник концентрированного раствора; 11 — брызгоотделитель; 12 — скруббер; 13 — вентилятор

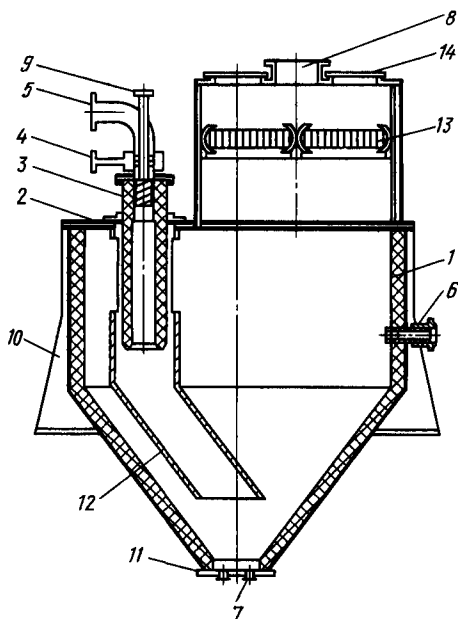


Рис. 4.48. Выпарной аппарат с погружной горелкой и циркуляционной трубой:

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — горелка; 4 — ввод газа; 5 — ввод воздуха; 6 — ввод раствора; 7 — сливная труба; 8 — вывод парогазовой смеси; 9 — электрозапальник; 10 — опоры; 11 — штуцер для вывода осадка; 12 — циркуляционная труба; 13 — сепаратор; 14 — взрывная мембрана

Таблица 4.39. Выпарные аппараты с погружными горелками

Тепловая мощность, МВт	Производительность по выпаренной влаге, кг/ч	Количество горелок			Основные размеры, мм		Масса аппарата, кг
		1	2	3	Диаметр аппарата	Общая высота	
		Тепловая мощность горелки, МВт					
1,00	1150	1,00	—	—	1800	4300	3050
1,60	1830	1,60	—	—	2200	4600	3650
2,50	2870	2,50	—	—	2600	4800	4500
4,00	4590	4,00	—	—	3000	5100	6500
5,00	5730	5,00	—	—	3200	5700	7250
6,30	7220	6,30	—	—	3600	6300	10 150
8,00	9170	8,00	4,00	—	3800	6500	12 400
10,00	11 460	10,00	5,00	—	3800	6500	12 900
12,50	14 330	—	6,30	4,00	3400	6600	14 190
16,00	18 340	—	8,00	5,00	3600	7100	18 200
20,00	22 930	—	10,00	6,30	3600	7200	20 720
25,00	28 660	—	—	8,00	3600	7200	22 340

на сопле выброса дымовых газов. Эти аппараты предназначены для нагрева чистых жидкостей и выпаривания промышленных сточных вод;

с погружной горелкой, расположенной в циркуляционной трубе (рис. 4.48). Аппара-

ты предназначены для выпаривания растворов, содержащих твердые частицы и кристаллы солей. Благодаря интенсивному перемешиванию раствора с помощью газов в циркуляционной трубе достигается высокая производительность выпаривания и исключе-

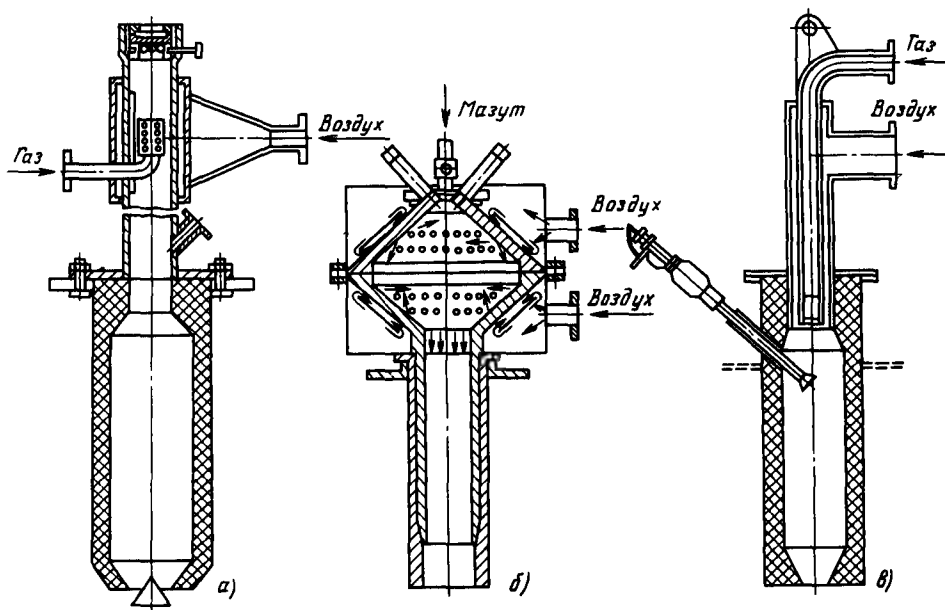


Рис. 4.49. Погружные горелки:

а — циклонного типа для сжигания газа; б — для сжигания жидкого топлива; в — туннельного типа для сжигания газа

ется осаждение частиц и солей на стенках аппарата.

Согласно ОСТ 26-01-74-84 выпускаются аппараты выпарные с погружными горелками общего назначения тепловой мощностью до 25 МВт, работающие на природном газовом топливе при избыточном давлении парогазовой смеси в аппарате не более 0,02 МПа и температуре упариваемого раствора до 200 °С. Аппараты предназначены для выпаривания кристаллизующихся растворов и промышленных сточных вод (кроме щелочей). Благодаря выносному расположению погружной горелки на циркуляционном контуре аппараты способны выпаривать растворы до предельной концентрации солей.

Погружные горелки (рис. 4.49) имеют смеситель для смешения топлива и воздуха и камеру для сгорания этой смеси. Камера сгорания представляет собой металлическую трубу, имеющую внутреннюю футеровку из огнеупорного материала (шамота, корунда и др.). Футеровка обеспечивает сохранность горелки и каталитически ускоряет процесс сгорания топлива. Продукты сгорания из камеры поступают в жидкость на оптимальную глубину с целью создания большой барботажной зоны.

Погружные горелки, работающие на природном газе, рассчитаны на давление при-

родного газа 0,05 МПа и давление воздуха 0,025 МПа.

Материал корпуса горелки подбирается по коррозионной стойкости к агрессивной среде. Может быть рекомендован чугун марок ЧН 15ДЗМ, ЧН 15Д7 (ГОСТ 7769—82), а также легированная сталь марок 12Х18Н10Т, 10Х23Н18 и 20Х20Н14С2 (ГОСТ 5632—72).

Для непрерывной работы АПГ должны иметь приборы и систему автоматического управления тепловыми процессами, а также противоаварийные устройства в виде автоблокировки при погасании пламени в горелке и других нарушениях технологического режима.

4.3. ПЕРЕГОННЫЕ И РЕКТИФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

4.3.1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРЕГОННЫХ И РЕКТИФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Перегонка и ректификация широко распространены в различных областях промышленности и применяются для получения разнообразных продуктов в чистом виде путем их разделения, а также для получения чистых

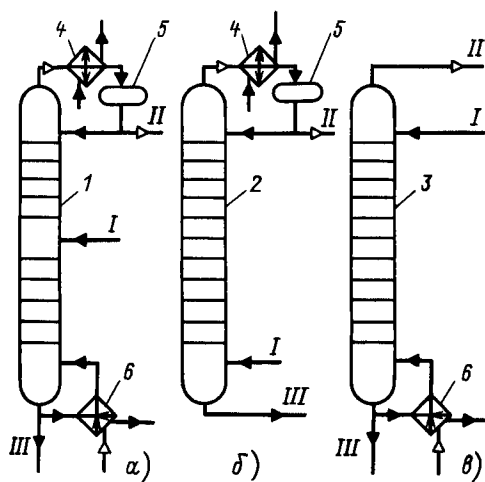


Рис. 4.50. Принципиальные схемы простых ректификационных установок:

a — паровые и жидкие смеси в полной колонне; *б* — паровые смеси в укрепляющей колонне; *в* — жидкие смеси в отгонной колонне; *1—3* — соответственно колонны полная, укрепляющая и отгонная (исчерпывающая); *4* — конденсатор-холодильник (дефлегматор); *5* — сепаратор; *6* — кипятильник; *I* — сырье; *II* — дистиллят; *III* — остаток

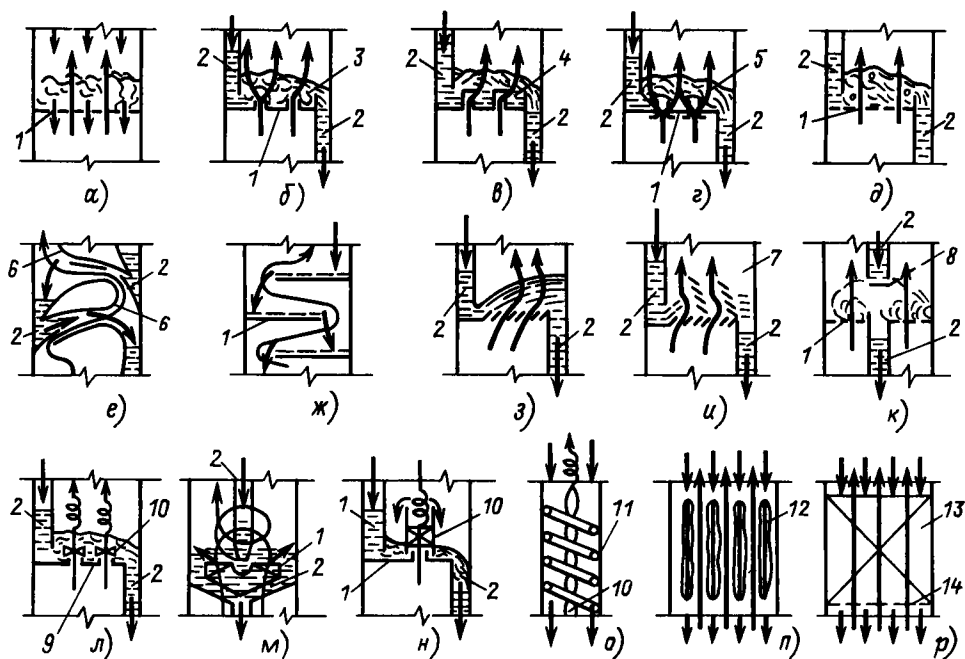


Рис. 4.51. Принципиальные конструкции контактных устройств со схемами взаимодействия газа (пара) и жидкости:

тарелки: *a* — решетчатая (ситчатая) провальная; *б* — колпачковая; *в* — из S-образных элементов; *г* — клапанная; *д* — ситчатая; *е* — инжекционная; *ж* — каскадная промывочная; *з* — струйная; *и* — ситчатая с отбойными элементами; *к* — ситчатая с двумя зонами контакта фаз; *л* — струйная с завихрителями газа; *м* — с регулярным вращением газо-жидкостного потока; *н* — прямооточное контактное устройство; *о* — вихревая; *п* — с плоскопараллельной насадкой; *р* — насадочная; *1* — основание тарелки; *2* — переделы; *3* — колпачок; *4* — S-образный элемент; *5* — клапан; *6* — направляющее устройство; *7* — отбойное устройство; *8* — отражательная пластина; *9* — направляющий элемент; *10* — закручиватель потока газа; *11* — то же жидкости; *12* — листовая насадка; *13* — слой насадки; *14* — опорная решетка; короткая стрелка — жидкость; длинная — газ

газов из газовых смесей после их сжижения.

Перегонка — процесс частичного испарения разделяемой исходной смеси жидкостей определенного процентного состава и последующей полной конденсации образующихся паров, осуществляемой однократно или многократно.

Ректификация — процесс разделения растворов жидкостей (путем испарения) на практически чистые компоненты за счет возвращения в аппарат части получаемого продукта для осуществления многократного двустороннего тепломассообмена между движущимися противотоком парами и жидкостью.

Состав паров в процессах перегонки и ректификации жидкости определяется различной фугитивностью (летучестью) компонентов при одной и той же температуре. Исходя из этого, различают *низкокипящие (легколетучие)* и *высококипящие (труднолетучие)* компоненты. Низкокипящий компонент смеси имеет наибольшее давление паров при данной температуре по сравнению с давлением паров любого другого компонента смеси. Соответственно низкокипящий компонент имеет наименьшую температуру кипения при одинаковом для всех компонентов давлении. Компонент, обладающий наименьшим давлением или наивысшей температурой кипения, называется высококипящим компонентом. Неиспарившаяся в результате перегонки или ректификации преимущественно высококипящая жидкость называется *остатком*, а преимущественно низкокипящая жидкость, полученная в результате конденсации паров, — *дистиллятом* или *ректификатом*.

По принципу действия перегонные и ректификационные установки разделяют на периодические и непрерывные. В установках *периодического действия* разделяемая смесь единовременно загружается в куб и процесс перегонки или ректификации проводится до получения продуктов заданного состава. В установках *непрерывного действия* разделяемая смесь поступает и продукты разделения выводятся из колонны непрерывно.

По назначению перегонные и ректификационные установки непрерывного действия можно разделить на простые и сложные. Любую сложную установку можно представить как несколько простых. Простые ректификационные установки (соответственно ректификационные колонны) могут быть классифицированы на три вида (рис. 4.50).

Установки также подразделяют на *атмосферно-вакуумные*, *вторичной перегонки*, *газовые*, *осушительные* и т. д. В зависимости от внутреннего устройства различают перегонные колонны *тарельчатые*, *ротаторные* (с вра-

щающимися деталями). В ректификационных абсорбционных и перегонных колоннах используются различные конструкции компактных устройств для взаимодействия парогазовых и жидких потоков. Принципиальные конструкции контактных устройств со схемами взаимодействия газа (пара) и жидкости приведены на рис. 4.51 [2].

4.3.2. РАВНОВЕСИЕ ФАЗ В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕГОНКИ И РЕКТИФИКАЦИИ

Расчеты составов смесей при перегонке и ректификации проводят на принципах аддитивности чисел молей, масс, а в некоторых случаях — по объемам компонентов раствора.

Концентрация (состав) бинарных и многокомпонентных растворов, характеризующихся конечным числом индивидуальных веществ, выраженная отношением числа молей (массы) i -го компонента раствора к общему числу молей (общей массе) всех компонентов раствора, называется *мольной* x_i (массовой x_i^m) долей i -го компонента. Соотношения различных способов выражения концентрации компонента A в жидкой смеси компонентов A и B (i -го компонента в смеси из n компонентов) приведены в табл. 4.40.

Смеси по взаимной растворимости можно разделить на три группы: с взаимно нерастворимыми компонентами; с полностью взаимно растворимыми компонентами; с частично растворимыми друг в друге компонентами. Исходя из взаимодействия фаз, смеси можно разделить на системы: пар—жидкость, газ—жидкость, жидкость—жидкость.

Характеристикой для определения равновесных соотношений в системах является относительная летучесть, которая характеризуется коэффициентом $\alpha = P_1/P_2$ (для компонентов 1 и 2).

Для многокомпонентных систем с компонентами 1—2—3—4..., расположенными в порядке возрастающих температур кипения, коэффициент относительной летучести α выражается соотношениями

$$\alpha_{14} = P_1/P_4; \alpha_{24} = P_2/P_4; \alpha_{12} = P_1/P_2$$

и т. д., где $P_1, P_2, P_3, \dots, P_i$ — давления насыщенного пара чистого i -го компонента при данной температуре, Па.

Давление паров над жидкостями при различных температурах приведено в табл. 4.41. В зависимости от значения α системы разделяются на *идеальные* (α — величина постоянная) и *неидеальные* (α — величина переменная). Система называется *азеотропной*, если $\alpha = 1$.

Таблица 4.40. Соотношения для выражения концентраций бинарных и многокомпонентных смесей

Способы выражения концентраций	Мольная доля x_i , кмоль/кмоль	Массовая доля x'_i , кг/кг	Относительная мольная доля X_i , кмоль A /кмоль B	Относительная массовая доля X'_i , кг A /кг B
Мольная массовая доля x_i , кмоль/кмоль	1	$\frac{x'_i/M_i}{\sum_1^n x'_i/M_i}$	$\frac{X_A}{1+X_A}$	$\frac{X'_A/M_A}{\frac{X'_A}{M_A} + \frac{1}{M_B}}$
Массовая доля x'_i , кг/кг	$\frac{x_i M_i}{\sum_1^n x_i M_i}$	1	$\frac{M_A X_A}{M_B + M_B X_A}$	$\frac{X'_A}{1-X'_A}$
Мольное отношение X_i , кмоль A /кмоль B	$\frac{x_A}{1-x_A}$	$\frac{M_B x'_A}{M_A(1-x'_A)}$	1	$\frac{M_B X'_A}{M_A}$
Массовое отношение X'_i , кг A /кг B	$\frac{M_A x_A}{M_B(1-x_A)}$	$\frac{x'_A}{1-x'_A}$	$\frac{M_A X_A}{M_B}$	1

Примечание. M_i — молекулярная масса компонента, кг/кмоль.

В расчетах процессов перегонки и ректификации отклонение системы от идеальной учитывается коэффициентом активности a , определение которого изложено в п. 7.2.3 кн. 1 настоящей серии.

В технических расчетах процессов перегонки и ректификации в ряде случаев применимы законы для идеальных растворов: закон Дальтона

$$P = p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n,$$

или $p_1 = Py_1$, $p_2 = Py_2$ и т. д.;

закон Рауля (система пар—жидкость)

$$p_i = P_i x_i;$$

уравнение Рауля—Дальтона (уравнение равновесия пара и жидкости)

$$y_i = \frac{P_i}{P} x_i,$$

которое для двухкомпонентного раствора приводится к виду

$$y_1 = \frac{\alpha x_1}{1 + (\alpha - 1)x_1};$$

закон Генри (система газ—жидкость)

$$p_i^* = K x_i,$$

где P — полное давление смеси паров (газов), Па; n — конечное число продуктов разделения; i — произвольный компонент; x_i , y_i — мольная доля i -го компонента соответственно в жидкости и паре (газе); p_i — парциальное давление i -го компонента в паровой (газовой) фазе, Па; * здесь и далее обозначает равновесные значения величин.

Значения коэффициента Генри K для водных растворов некоторых газов приведены в табл. 4.42. [31].

Если концентрация компонента в жидкой смеси C_x дается в киломолях на кубический метр, то

$$x = \frac{C_x M_{\text{см}}}{\rho_{\text{см}}}$$

и соответственно

$$p^* = \phi C_x,$$

где $M_{\text{см}}$ — молекулярная масса смеси, кг/кмоль; $\rho_{\text{см}}$ — плотность смеси, кг/м³. Значения коэффициента растворимости газов в воде ϕ приведены в табл. 4.43.

Соотношения между концентрациями при данных давлениях и температурах характеризуют равновесие системы. Сведения о равновес-

Т а б л и ц а 4.41. Давление паров

Жидкость	Температура, °C					
	0	10	20	30	40	
Анилин	—	—	—	—	—	
Ацетон	0,089	0,155	0,247	0,377	0,563	
Бутиловый спирт	—	—	0,006	0,0127	0,025	
Бензол	0,035	0,060	0,100	0,157	0,241	
Вода	0,006	0,012	0,023	0,042	0,074	
Дихлорэтан	0,028	0,045	0,081	0,130	0,203	
Изопропиловый спирт	0,012	0,023	0,043	0,079	0,141	
Метиловый спирт	0,040	0,073	0,128	0,213	0,348	
Муравьиная кислота	—	0,025	0,044	0,070	0,110	
Нитробензол	—	—	—	—	—	
Сероуглерод	0,171	0,264	0,385	0,580	0,824	
Толуол	0,013	0,024	0,034	0,053	0,085	
Уксусная кислота	—	—	0,016	0,027	0,046	
Фенол (расплавленный)	—	—	—	—	—	
Хлорбензол	0,003	0,006	0,012	0,021	0,035	
Хлороформ	0,081	0,135	0,141	0,328	0,488	
Четыреххлористый углерод	0,044	0,075	0,121	0,191	0,288	
Этилацетат	0,032	0,056	0,097	0,159	0,248	
Этиловый спирт	0,016	0,031	0,058	0,105	0,180	
Этиловый эфир	0,247	0,389	0,589	0,863	1,228	

Т а б л и ц а 4.42. Значения коэффициента Генри К, МПа, для водных растворов некоторых газов

Газ	Температура, °C										
	0	5	10	15	20	25	30	40	60	80	100
Водород	5865,2	6158,5	6438,4	6691,7	6918,3	7158,3	7384,8	7611,4	7744,7	7651,4	7544,8
Азот	5358,7	6051,8	6771,6	7478,1	8144,6	8757,8	9357,6	10557	12117	12783	12717
Воздух	4372,2	4945,4	5558,6	6145,1	6718,3	7291,5	7811,4	8811,4	10197	10891	10877
Оксид углерода	3559,1	3999,0	4478,9	4958,8	5425,3	5865,2	6278,4	7051,6	8331,2	8571,2	8571,2
Кислород	2572,7	2945,9	3319,2	3692,4	4052,3	4438,9	4812,1	5425,3	6371,7	6958,3	7104,9
Метан	2266,1	2626,0	3012,6	3412,6	3799,1	4185,6	4545,5	5265,5	6278,4	6904,9	7104,9
Этан	1273,0	1572,9	1919,5	2292,8	2666,0	3065,9	3465,9	4292,3	5718,6	6691,7	7011,6
Этилен	558,5	661,2	778,5	906,4	1031,7	1155,7	1282,3	—	—	—	—
Диоксид углерода	73,715	88,778	105,57	123,97	143,96	165,29	187,95	235,94	345,25	—	—
Ацетилен	73,315	85,312	97,309	109,31	122,64	134,63	147,96	—	—	—	—
Хлор	27,193	33,325	39,590	46,122	53,587	60,518	66,917	79,980	97,442	97,309	—
Сероводород	27,060	31,859	36,924	42,783	48,921	55,186	61,718	75,448	104,24	137,30	149,30
Бром	2,160	2,786	3,706	4,719	6,012	7,465	9,171	13,463	25,460	40,923	—
Диоксид серы	1,666	2,026	2,453	2,933	3,546	4,132	4,852	6,598	11,184	17,062	—
Хлористый водород	0,247	0,255	0,263	0,271	0,279	0,287	0,293	0,303	0,299	—	—
Аммиак	0,208	0,224	0,240	0,257	0,277	0,297	0,321	—	—	—	—

Т а б л и ц а 4.43. Значения коэффициента растворимости газов в воде Ψ, МПа

Газ	Температура, °C						
	0	10	20	30	40	50	60
Аммиак	0,0269	0,0476	0,0807	0,1334	0,211	0,330	0,496
Диоксид серы	0,145	0,220	0,360	0,561	0,788	1,099	1,599
Сероводород	14,42	19,82	25,31	33,94	42,87	53,96	67,69
Диоксид углерода	30,21	43,75	59,94	80,64	103,99	132,44	176,58
Кислород	1452	1864	2276	2717	3070	3384	3640

над жидкостями $P, 10^5 \text{ Па}$

Температура, °С

50	60	70	80	90	100	110	120	130
0,0032	0,0076	0,0141	0,024	0,039	0,061	0,092	0,129	0,193
0,817	1,148	1,587	2,148	2,86	3,73	4,79	6,06	7,56
0,045	0,079	0,149	0,220	0,340	0,515	0,763	1,11	1,53
0,359	0,519	0,729	1,01	1,35	1,79	2,33	2,98	3,77
0,123	0,198	0,312	0,473	0,701	1,013	1,433	1,985	2,70
0,305	0,451	0,640	0,885	1,208	1,627	2,133	2,72	3,44
0,236	0,385	0,607	0,923	1,361	1,947	2,693	3,72	5,07
0,541	0,833	1,236	1,788	2,53	3,50	4,87	6,33	8,32
0,168	0,253	0,373	0,519	0,736	1,004	—	—	—
—	—	0,006	0,010	0,017	0,028	0,043	0,064	0,093
1,143	1,553	2,070	2,710	3,492	4,513	5,625	6,70	8,58
0,131	0,196	0,272	0,399	0,544	0,761	1,001	1,30	1,80
0,075	0,1185	0,181	0,270	0,392	0,556	0,775	1,06	1,42
0,003	0,006	0,011	0,020	0,032	0,054	0,086	0,132	0,193
0,056	0,087	0,130	0,193	0,277	0,391	0,537	0,724	0,96
0,701	0,987	1,36	1,87	2,49	3,24	4,15	5,23	6,51
0,423	0,601	0,830	1,124	1,50	1,95	2,50	3,19	4,00
0,376	0,553	0,795	1,11	1,51	2,02	2,66	3,45	4,40
0,300	0,471	0,724	1,084	1,58	2,26	3,15	4,30	5,76
1,701	2,303	3,06	3,99	5,12	6,48	8,09	9,99	12,2

них составах жидкости и пара, определяемые обычно опытным путем, для некоторых бинарных смесей приведены в табл. 4.44.

Графическая зависимость связи между температурой кипения жидкой бинарной смеси, составом жидкости и составом получающихся паров при заданном давлении, называемая фазовой диаграммой ($t-x, y$), а также кривая равновесия между фазами ($y-x$) приведены на рис. 4.52 (y, x — содержания легкокипящей фазы в парах и в жидкости соответственно).

Известно, что скорость перехода компонента из одной фазы в другую пропорциональ-

на площади поверхности соприкосновения фаз F , времени τ , а также разности концентрации веществ, которая является движущей силой процесса массообмена. Количество вещества N , перешедшего из одной фазы в другую, можно определить по зависимости

$$d^2N = k dF \Delta \tau$$

за единицу времени

$$dN = k dF \Delta,$$

где k — коэффициент массопередачи, кмоль/(м²·с); Δ — движущая сила процесса, кмоль/кмоль, которая может быть выражена в виде разности молярных ($y^* - y$) и ($x^* - x$) или объемных ($\Delta = C^* - C$) концентраций, где C^* и C — соответственно равновесная и фактическая концентрации компонента в одной из фаз.

Движущая сила Δ в массообменном аппарате (скруббере, градирне, ректификационной колонии, абсорбере, экстракторе) не остается постоянной по его высоте. Среднее значение движущей силы

$$\Delta_{\text{ср}} = \frac{\Delta_1 - \Delta_2}{\ln (\Delta_1 / \Delta_2)}, \quad (4.5)$$

где Δ_1 и Δ_2 — значения движущей силы на входе и на выходе из аппарата.

Выражение (4.5) справедливо в том случае, когда линия равновесия $y = f(x)$ является

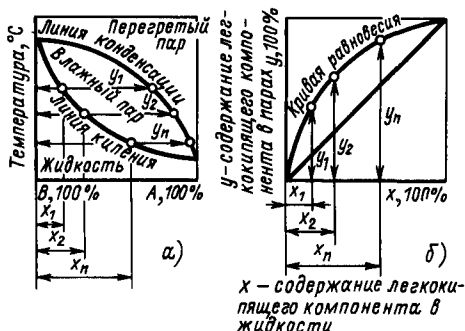


Рис. 4.52. Диаграммы для бинарных смесей: а — диаграмма кипения и конденсации смеси ($t-x, y$ -диаграмма); б — диаграмма равновесия $y = f(x)$

Т а б л и ц а 4.44. Равновесные составы жидкости x , пара y в мольных массовых смесях при

Смесь					
	0	5	10	20	
Азотная кислота — вода	0 100	0,3 103,5	1 108,6	5 117,5	
Аммиак — вода (при $0,98 \cdot 10^5$ Па)	0 99,1	49 82,5	72 69,8	89,3 48	
Ацетон — бензол	0 80,1	14 78,3	24,3 76,4	40 72,8	
Ацетон — вода	0 100	60,3 77,9	72 69,6	80,3 64,5	
Ацетон — метиловый спирт	0 64,5	10,2 63,6	18,6 62,5	32,2 60,2	
Ацетон — этиловый спирт	0 78,3	15,5 75,4	26,2 73,0	41,7 69,0	
Бензол — толуол	0 110,6	11,5 108,3	21,4 106,1	38,0 102,2	
Бензол — уксусная кислота	0 118,7	26,0 111,4	42,0 105,8	59,0 99,0	
Вода — уксусная кислота	0 118,7	9,2 115,4	16,7 113,8	30,3 110,1	
Изопропиловый спирт — вода	0 100	48,5 84,4	53,0 82,5	60,0 81,2	
Метиловый спирт — бензол	0 80,2	38,5 66,9	50,0 61,1	56,0 58,6	
Метиловый спирт — вода	0 100	26,8 92,3	41,8 87,7	57,9 81,7	
Метиловый спирт — этиловый спирт	0 78,3	7,4 77,2	14,3 76,5	27,1 75,0	
Муравьиная кислота — уксусная кислота	0 118,1	8,0 116,0	14,6 115,4	26,0 112,8	
Сероуглерод — ацетон	0 56,2	19,0 51,2	29,0 48,3	46,0 43,5	
Сероуглерод — четыреххлористый углерод	0 76,7	13,2 73,7	24,0 71,0	42,3 66,0	
Толуол — уксусная кислота	0 118,1	15,5 113,3	25,5 108,9	37,2 105,6	
Хлороформ — бензол	0 80,6	6,5 80,1	12,6 79,6	27,2 78,4	
Четыреххлористый углерод — метиловый спирт	0 77,9	21,0 73,7	33,0 70,8	48,0 67,2	
Этилацетат — уксусная кислота	0 118,1	14,4 —	28,7 —	50,6 —	
Этиловый спирт — бензол (при $1 \cdot 10^5$ Па)	0 79,7	18,0 74,3	28,6 71,0	36,8 69,0	
Этиловый спирт — вода	0 100	33,2 90,5	44,2 86,5	53,1 83,2	

прямой или близкой к ней. В случае криволинейной зависимости для компонента, перешедшего в паровую фазу,

$$N = k_x F \frac{x_D - x_W}{\int_{x_W}^{x_D} \frac{dx}{x^* - x}}, \quad (4.6)$$

для компонента, перешедшего в жидкую фазу,

$$N = k_y F \frac{y_W - y_D}{\int_{y_D}^{y_W} \frac{dy}{y - y^*}}, \quad (4.7)$$

где индексы D , W , F (здесь и далее) соответствуют составам дистиллята, остатка, исходной смеси; k_x и k_y — коэффициенты массопередачи для паровой и жидкой фаз.

Связь между k_x и k_y выражается зависи-

долях, % (в числителе) и температуры кипения t , °C (в знаменателе) бинарных
 $1,013 \cdot 10^5$ Па

x								Азеотропная смесь
30	40	50	60	70	80	90	100	
16	46	83	95,5	98,7	99,5	99,9	100	38,3
121,4	121,6	116	101,5	91,7	87,5	85,6	85,4	121,9
97,6	99,2	100	100	100	100	100	100	—
29,2	11,8	— 4	— 16,5	— 24,5	— 29,5	— 32	— 33,7	—
51,2	59,4	66,5	73	79,5	86,3	93,2	100	—
69,6	66,7	64,3	62,4	60,7	59,6	58,8	56,1	—
82,7	84,2	85,5	86,9	88,2	90,4	94,3	100	—
62,6	61,6	60,7	59,8	59,0	58,2	57,5	56,9	—
42,8	51,3	58,6	65,6	72,5	80	—	100	80
58,7	57,6	56,7	56,0	55,3	55,05	—	56,1	55,05
52,4	60,5	67,4	73,9	80,2	86,5	92,9	100	—
65,9	63,6	61,8	60,4	59,1	58,0	57,0	56,1	—
51,1	61,9	71,2	79,0	85,4	91,0	95,9	100	—
98,6	95,2	92,1	89,4	86,8	84,4	82,3	80,2	—
68,6	75,0	79,0	83,0	88,0	92,5	97,0	100	97,5
94,0	90,3	88,0	85,7	83,5	82,0	80,8	80,2	80,0
42,5	53,0	62,6	71,6	79,5	86,4	93,0	100	—
107,5	105,8	104,4	103,3	102,1	101,3	100,6	100	—
64,0	66,5	68,0	68,4	70,0	77,0	83,0	100	68,5
81,0	80,6	80,5	80,4	80,5	81,0	82,3	82,4	80,4
58,0	59,0	60,0	61,0	62,0	66,0	75,0	100	61,4
58,0	57,8	57,7	57,6	57,6	58,0	59,6	64,9	57,6
66,5	72,9	77,9	82,5	87,0	91,5	95,8	100	—
78,0	75,3	73,1	71,2	69,3	67,6	66,0	64,5	—
39,6	51,5	62,6	72,3	79,8	86,6	93,3	100	—
73,6	72,2	70,8	69,4	68,2	66,2	65,9	64,9	—
38,0	48,5	57,6	66,0	74,6	83,6	92,2	100	—
110,7	108,8	107,0	105,4	103,9	102,5	101,4	100,8	—
53,3	52,5	60,5	61,0	68,0	72,2	78,0	100	61,0
41,3	40,3	39,6	39,3	39,3	39,6	40,9	46,3	39,3
54,4	64,5	72,6	79,1	84,8	90,1	95,0	100	—
62,3	59,0	56,1	53,7	51,6	49,6	47,9	46,3	—
46,0	54,1	57,0	61,5	66,5	71,8	81,0	100	62,7
103,3	101,7	100,8	100,6	100,6	100,9	102,6	100,8	100,6
41,0	54,6	66,0	74,6	83,0	90,5	96,2	100	—
77,2	75,9	74,5	73,1	71,0	68,7	65,7	61,5	—
54,0	56,5	58,8	62,0	65,8	72,2	82,3	100	63,0
65,3	69,6	64,0	63,6	64,0	65,6	68,5	75,9	63,6
65,4	77,0	85,6	92,0	96,1	98,9	99,8	100	—
—	—	—	—	—	—	—	77,1	—
40,5	43,5	46,5	49,5	53,5	60,0	71,0	100	44,8
68,2	67,8	67,8	68,3	68,9	70,1	71,6	78,1	67,8
57,6	61,4	65,4	69,9	75,3	81,8	89,8	100	89,4
81,7	80,8	80,0	79,4	79,0	78,6	78,4	78,4	78,15

мостью [31]

$$k_y = k_x / \operatorname{tg} \gamma,$$

где $\operatorname{tg} \gamma$ — тангенс угла наклона линии равновесия в рассматриваемом сечении.

Методика определения $\operatorname{tg} \gamma$, k_x и k_y изложена в [31, 32].

Интегралы в знаменателе уравнений (4.6) и (4.7) называют числами единиц переноса, которые характеризуют изменение рабочей концентрации фазы, приходящейся на едини-

цу движущей силы. В этом случае связь между числом единиц переноса и средней движущей силой может быть выражена зависимостями

$$n_x = \int_{x_w}^{x_D} \frac{dx}{x^* - x} = \frac{x_D - x_w}{\Delta x_{cp}}; \quad (4.8)$$

$$n_y = \int_{y_D}^{y_w} \frac{dy}{y - y^*} = \frac{y_w - y_D}{\Delta y_{cp}}. \quad (4.9)$$

Связь между n_x и n_y может быть выражена зависимостью

$$n_y = n_x m / \lg y,$$

где $m = N_n / N_{ж}$ — удельный расход вещества; N_n — количество вещества, перешедшего из паровой фазы в жидкую, кмоль; $N_{ж}$ — количество вещества, перешедшего из жидкой фазы в паровую, кмоль. Значения n_x и n_y можно определить по зависимостям в [32].

4.3.3. РАСЧЕТ РЕКТИФИКАЦИОННЫХ КОЛОНН

Ректификационная колонна может быть рассчитана решением системы уравнений гидрогазодинамики, тепло- и массопередачи, материального баланса и фазового равновесия.

Вследствие сложности и нелинейности такой системы нашли применение приближенные методы расчета ректификационных колонн [31]. Для расчета колонн со ступенчатым и непрерывным контактом жидкой и паровой фаз широко используются два метода: на основе ступеней контакта (метод теоретических тарелок) и на основе коэффициентов массопередачи (метод числа единиц переноса).

Метод теоретических тарелок получил наибольшее применение для расчета разделения как бинарных, так и многокомпонентных смесей. Основным преимуществом этого метода перед методом числа единиц переноса является его простота в связи с использованием допущения о постоянстве некоторых физических свойств системы и потоков в пределах небольшого изменения концентраций компонентов, например для одной ступени контакта или для слоя насадки небольшой высоты. Такое упрощение модели процесса позволяет достаточно просто рассчитывать массопередачу как для бинарных, так и для многокомпонентных смесей со ступенчатым и непрерывным контактом фаз.

Расчет ректификационной колонны для разделения бинарной смеси обычно ведут по количествам вещества, отнесенным к 1 кг или 1 кмоль готового продукта — дистиллята (ректификата). На рис. 4.53 представлена принципиальная схема ректификационной колонны с указанием материальных потоков: G_F — число молей исходной смеси; R , R' — числа молей, возвращающихся соответственно в верхнюю и в нижнюю части колонны (флегмовое число); G_W — количество остатка; G_V — число молей пара, поднимающегося с каждой тарелки колонны.

Между расходами и составами исходной

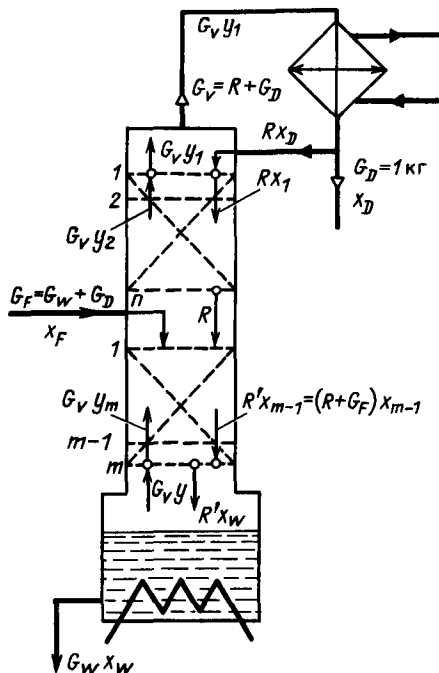


Рис. 4.53. Принципиальная схема ректификационной колонны с материальными потоками

смеси и полученных продуктов существуют отношения

$$G_F = G_W + G_D;$$

$$G_F x_F = G_W x_W + G_D x_D.$$

Определение теоретического числа тарелок n , производят по диаграмме равновесия (рис. 4.54) по ступенчатой линии, проведенной между кривой равновесия и рабочими линиями в интервале между x_W и x_D . Число теоретических тарелок равно числу полученных ступеней.

Рабочие линии строятся по следующим уравнениям:

для укрепляющей части (линия DF)

$$y = \frac{R}{R+1} x + \frac{x_D}{R+1}; \quad (4.10)$$

для исчерпывающей части (линия FW)

$$y = \frac{R+G_F}{R+1} x + \frac{G_F-1}{R+1} x_W. \quad (4.11)$$

Флегмовое число находят по уравнению

$$R = \beta R_{\min},$$

где $R_{\min}$ — минимальное флегмовое число; β — коэффициент избытка флегмы (по практическим данным $\beta = 1,2 \div 2,5$).

Минимальное флегмовое число

$$R_{\min} = (x_D - y_F) / (y_F - x_F).$$

За рабочее флегмовое число может быть принято оптимальное флегмовое число $R = R_{\text{опт}}$, которое определяется по методу А. Н. Плановского [31] путем построения функции $n_x(R+1) = f(R)$. Эта функция, с одной стороны, выражает пропорциональность между высотой колонны и числом единиц переноса n_x , а с другой — между поперечным сечением колонны и расходом пара. Значение n_x определяют при различных значениях флегмового числа $R > R_{\min}$, а оптимальное флегмовое число соответствует минимальному значению указанной функции.

Число единиц переноса n_x находят по значению интеграла (4.8), который может быть вычислен либо графически, либо численным интегрированием (метод Симпсона).

Число действительных тарелок n_d определяют из соотношения

$$n_d = n_T / \eta.$$

Значение КПД тарелок η выбирают по [2, 5, 31] или приближенно определяют из уравнения

$$\eta = 17 - 26,8 \ln (\Sigma x_i \mu_i),$$

где μ — вязкость жидкого компонента при $t_{\text{ср}}$, Па·с.

В настоящее время для определения числа теоретических тарелок при расчете многокомпонентных смесей применяется метод «от тарелки к тарелке», суть которого сводится к последовательному определению равновесной и рабочей концентраций от одной тарелки к другой. При этом для расчета концентраций

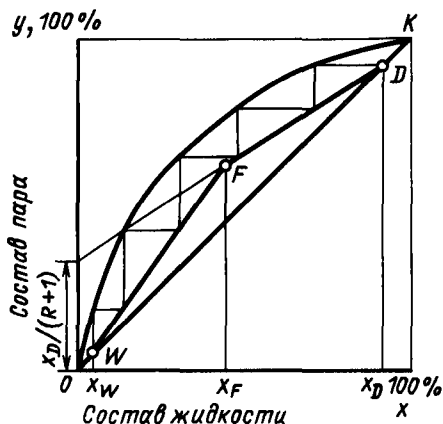


Рис. 4.54. Определение числа теоретических тарелок по диаграмме равновесия

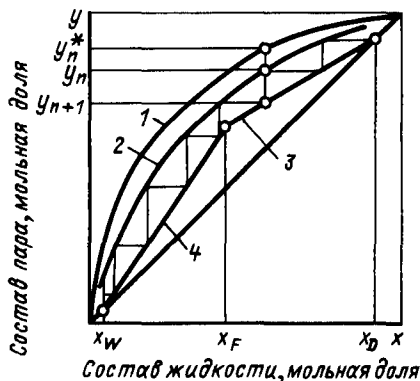


Рис. 4.55. Определение числа действительных тарелок с помощью кинетической кривой:

1 — равновесная кривая; 2 — кинетическая кривая; 3, 4 — рабочие линии укрепляющей и исчерпывающей (отгонной) частей колонны

на тарелках исчерпывающей части колонны используются формулы:

равновесной концентрации

$$y_i = \alpha_i x_i / (\Sigma \alpha_i x_i);$$

рабочей концентрации

$$x_i = \frac{R+1}{R+G_F} y_i + \frac{G_F-1}{R+G_F} x_{W,i}.$$

Для укрепляющей части колонны: равновесная концентрация

$$x_i = \frac{y_i / \alpha_i}{\Sigma y_i / \alpha_i};$$

рабочая концентрация

$$y_i = \frac{R}{R+1} x_i + \frac{1}{R+1} y_{D,i}.$$

Завершение расчета оценивается сходностью расчетных и заданных значений концентраций на первой, последней или на питающей тарелке колонны.

Расчет ректификационных колонн методом числа единиц переноса применяется при значительной кривизне равновесной линии в $y-x$ -диаграмме и существенном изменении эффективности массопередачи на каждой тарелке. В этом случае ступенчатая линия (рис. 4.55), характеризующая фактическое изменение концентраций потоков по высоте аппарата, проводится между кинетической и рабочими линиями, при этом точки кинетической кривой определяются на основании уравнения [5,32]

$$E = (y_n - y_{n+1}) / (y_n^* - y_{n+1}),$$

где относительный коэффициент извлечения E связан с числом единиц переноса соотношением

$$n_y = -\ln(1 - E).$$

В общем случае высоту ректификационной колонны можно определить по соотношению

$$B = \frac{N_n}{k_y S} \frac{y_W - y_D}{\Delta y_{cp}} = \frac{N_{ж}}{k_x S} \frac{x_D - x_W}{\Delta x_{cp}}, \quad (4.12)$$

где S — площадь поперечного сечения колонны.

Множители $N_n/(k_y S) = h_y$, $N_{ж}/(k_x S) = h_x$ в уравнении (4.12) соответствуют высоте участка аппарата, равновеликого одной единице переноса, и называются *высотой единиц переноса*. В случае, если $S = \text{const}$, высоту ректификационной колонны можно определить как

$$B = n_x h_x = n_y h_y.$$

4.3.4. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ РЕКТИФИКАЦИОННЫХ КОЛОНН И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Основные типы ректификационных колонн показаны на рис. 4.56; в табл. 4.45 дано сравнение ректификационных колонн различных конструкций [22]. Все ректификационные колонны можно разделить на тарельчатые (колпачковые, решетчатые и ситчатые) и насадочные.

Расчет конструктивных элементов колонны. Минимальное расстояние между тарелками в ректификационной колонне определяется из условия, что давление столба жидкости в переливной трубе несколько больше гидравлического сопротивления тарелки. Такое неравенство перепадов давления обеспечивает нормальную работу гидравлического затвора, образуемого на тарелке переливной трубой.

Расстояние между тарелками B' , м, должно отвечать неравенству

$$B' > 0,19 \Delta p / \rho_{ж},$$

Т а б л и ц а 4.45. Сравнение ректификационных колонн различных конструкций

Тип колонны	Диаметр колонны, м	Скорость пара w , м/с	Число действительных тарелок n_d	КПД, %	Расстояние между тарелками B' , мм	Высота на одну теоретическую тарелку h , м	Общая высота полезного объема, м	Общее сопротивление колонны $\Delta p_{кол}$, Па
С плоскопараллельной насадкой, ширина пластины:								
13 мм	0,350	4,50	—	—	—	0,650	6,00	—
24 мм	0,350	3,25	—	—	—	0,400	6,00	—
7 мм	0,350	4,27	—	—	—	0,600	6,00	—
Тарельчатая колпачковая	4,100	1,06	58	74	610	0,820	35,4	22 770
То же	0,450	1,225	—	—	—	0,512	—	—
Тарельчатая ситчатая, свободное сечение:								
15 %	0,450	1,375	—	—	—	0,512	—	—
26,6 %	3,20	1,42	58	74	610	0,820	35,4	22 770
36 %	3,20	2,45	58	74	610	0,820	35,4	22 770
36 %	3,20	3,38	58	74	760	1,025	44,0	22 770
Тарельчатая каскадная (с насадкой Вентури)	2,10	0,40	31	85	610	0,720	—	—
Тарельчатая клапанная	1,37	1,50	30	75	460	0,615	—	—
То же (флекситрай)	0,45	1,30	—	—	—	0,500	—	—
Тарельчатая колпачковая с дисковыми клапанами	1,83	1,40	—	85	610	0,720	—	—
с тарелками Киттеля	0,450	1,37	—	—	—	0,585	—	—
Тарельчатая с решеткой провальной	1,525	1,70	19	60	305—455	0,510—0,760	6,5	—

Продолжение табл. 4.45

Тип колонны	Диаметр колонны, м	Скорость пара w , м/с	Число действительных тарелок n_d	КПД, %	Расстояние между тарелками B' , мм	Высота на одну теоретическую тарелку h , м	Общая высота полезного объема, м	Общее сопротивление колонны $\Delta p_{\text{кол}}$, Па
Насадочная в пленочном режиме	0,355	1,08	—	—	—	0,555	2,75	—
То же	0,760	0,81	—	—	—	1,350	3,05	—
Насадочная эмульгационная	0,100	0,55	—	—	—	0,050	1,00	4410

где Δp — сопротивление тарелки, МПа (см. п. 4.3.5); ρ_j — плотность жидкости, кг/м³.

В избежание уноса жидкости в виде брызг расстояние между тарелками следует брать тем больше, чем выше скорость пара (газа) в свободном сечении колонны. Следует, однако, иметь в виду, что с увеличением этого расстояния увеличиваются высота и стоимость колонны. Расстояние между тарелками принимают равным 0,2—0,6 м. В настоящее время проявляется тенденция к увеличению скорости пара (газа) в массообменных колоннах и к уменьшению расстояния между тарелками за счет повышения эффективности работы тарелок. Например, для аппаратов, работающих при атмосферном давлении, рекомендуется скорость пара (газа) в свободном сечении в пределах 0,9—1,4 м/с, а расстояние между тарелками 0,08—0,20 м.

Диаметр колонны D , м, в колоннах с колпачковыми и ситчатыми тарелками для укрепляющей части определяют по формуле

$$D = 31,3 \cdot 10^{-5} \sqrt{G_D(R+1)/(\rho_n \omega)},$$

где G_D — производительность по готовому продукту, кг/с; ω — скорость пара в свободном сечении колонны, м/с.

Для исчерпывающей части колонны вместо R в формулу подставляют R' .

Колпачки выполняют круглыми, шестиугольными, или прямоугольными (туннельные колпачки). Круглые колпачки изготовляют диаметром 80—100, ширина прямоугольных колпачков 70—150 мм.

Общая площадь паровых патрубков под колпачками для прохода пара составляет 10—20 % площади свободного сечения колонны. Площадь для прохода пара под колпачками в промежутке между патрубком и колпачком

должна быть примерно равной площади проходного сечения патрубка.

Переливные трубы рассчитывают по допустимой скорости флегмы, которая должна находиться в пределах 0,15—0,20 м/с. Общая площадь слива составляет обычно 5—10 % площади свободного сечения колонны.

Дистилляционный куб представляет собой однокорпусный выпарной аппарат, предназначенный для выпаривания определенного количества жидкости в заданное время. Методика расчета площади поверхности теплообмена дистилляционного куба аналогична методике расчета рекуперативного теплообменника (п. 4.1.2). Конструктивно дистилляционный куб — это вертикальный (реже горизонтальный) цилиндр с нагревательными трубками, служащий одновременно опорой для ректификационной колонны или установленный отдельно от колонны и связанный с ней трубопроводами для циркуляции жидкости и для отвода образующегося пара (дистилляционный куб носит также название кипятильника).

Размеры дистилляционного куба принимают в зависимости от производительности ректификационной колонны и режима ее работы. Объем дистилляционного куба колонны периодического действия должен соответствовать объему жидкости, заливаемой за один цикл.

Размеры дистилляционного куба колонны непрерывного действия должны обеспечивать размещение в нем необходимой поверхности нагрева и иметь вместимость, соответствующую 5—10 мин работы насоса при прекращении подачи сырья. Расстояние от уровня жидкости внизу колонны до нижней тарелки принимают равным от 1 до 2 м, что необходимо для равномерного распределения поступа-

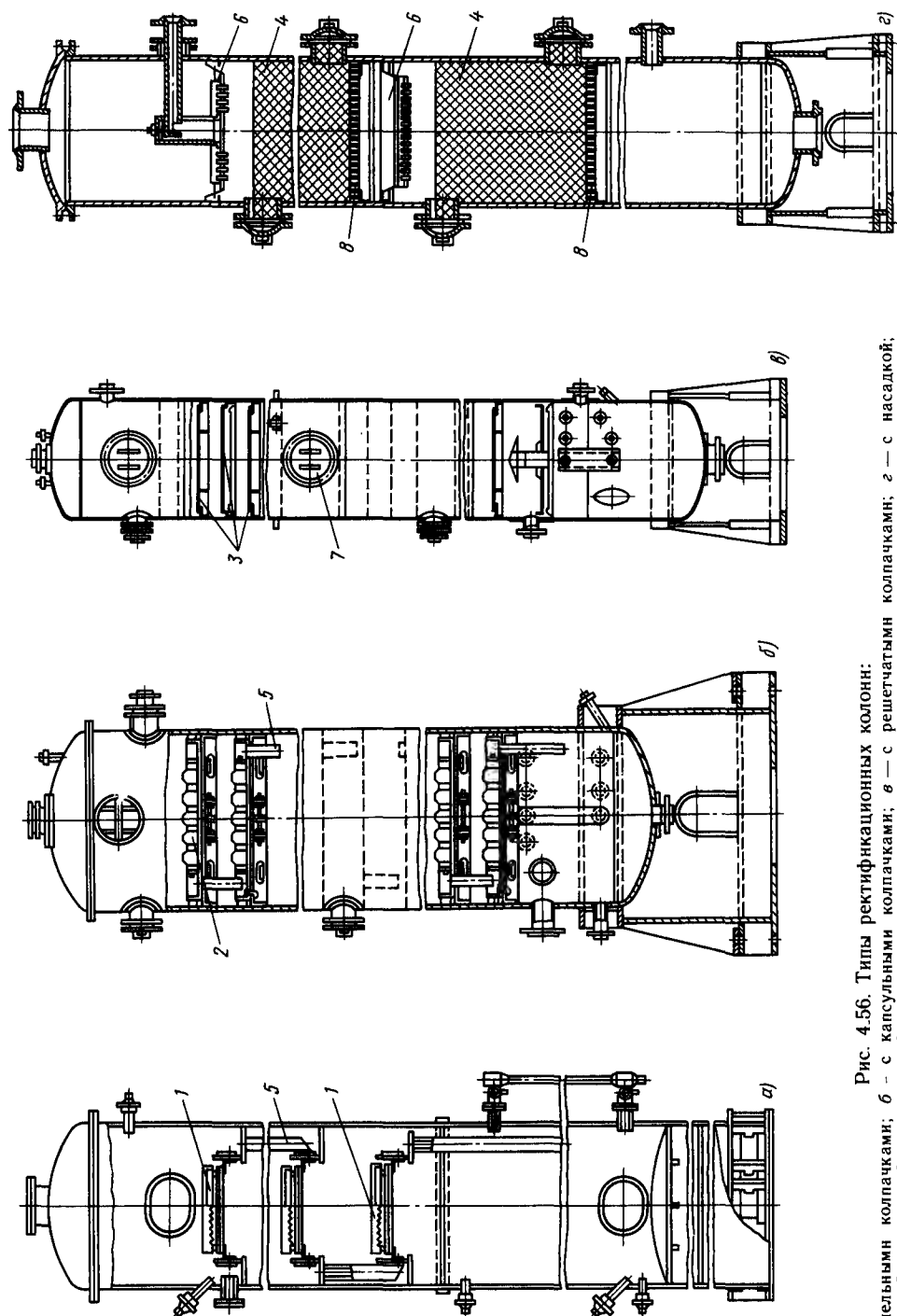


Рис. 4.56. Типы ректификационных колонн:

а — с туннельными колпачками; б — с капсульными колпачками; в — с решетчатыми колпачками; г — с насадкой;
 1 — туннельный колпачок; 2 — капсульный колпачок; 3 — ситчатая (решетчатая) тарелка; 4 — насадка; 5 — опорная
 рабрука; 6 — тарелка для равномерного орошения насадкн; 7 — люк; 8 — опорная решетка

ющего из кипятильника пара по сечению колонны и для отделения из пара капель.

Дефлегматоры и конденсаторы-холодильники в ректификационных установках большой производительности оформляют конструктивно в виде трубчатых теплообменников. Иногда дефлегматор выполняют в виде двух поставленных одна на другую секций, включенных последовательно по воде.

В процессе ректификации всегда происходит унос жидкости с паром с нижележащих тарелок на верхние и особенно унос жидкости с верхней тарелки в дефлегматор. Поскольку унос жидкости может привести к снижению качества дистиллята, целесообразно во всех колонных аппаратах устанавливать *отбойные сепарирющие устройства* над верхней тарелкой (см. рис. 4.51, и).

4.3.5. РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТАРЕЛОК

Сопротивление тарелки потоку пара связано с преодолением местных сопротивлений в каналах тарелки и слоя жидкости на тарелке. Гидравлическое сопротивление колпачковых, клапанных и ситчатых тарелок определяют на основе следующей схемы расчета [2]: сопротивление тарелки Δp рассматривается как суммарная потеря давления на сухой тарелке $\Delta p_{\text{сух}}$, в слое жидкости $\Delta p_{\text{ж}}$ и за счет сил поверхностного натяжения $\Delta p_{\text{пн}}$:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{сух}} + \Delta p_{\text{ж}} + \Delta p_{\text{пн}}$$

Сопротивление сухой тарелки, Па,

$$\Delta p_{\text{сух}} = \xi \frac{w_0^2}{2} \rho_{\text{п}}$$

где w_0 — скорость пара в патрубках.

Коэффициенты сопротивления ξ сухой тарелки приведены ниже:

Вид тарелки	ξ
Колпачковая:	
желобчатая	4,6—5,1
капсульная	4,5—7,5
с S-образными элементами	4,18
Ситчатая при свободном сечении тарелки ϕ_0 , м ² /м ² :	
0,05—0,10	1,82
0,03—0,05	1,95—2,0
0,15—0,20	1,4—1,5
Клапанная (клапаны полностью открыты)	3,63
Струйная:	
без перегородок	1,80
с перегородками	2,35—2,90

Значение $\Delta p_{\text{ж}}$ определяется по соотношениям, указанным в табл. 4.46.

Т а б л и ц а 4.46. Зависимости для расчета $\Delta p_{\text{ж}}$, Па

Тарелки	Зависимость
Клапанные	$\Delta p_{\text{ж}} = (h_{\text{п}} + \Delta h) \rho_{\text{ж}} g$
Ситчатые	$\Delta p_{\text{ж}} = \varphi (h_{\text{п}} + \Delta h) \rho_{\text{ж}} g$
Струйные	$\Delta p_{\text{ж}} = 2,7 \cdot 10^{-2} \Delta p_{\text{сух}} (L/V)^2 \rho_{\text{п}} \rho_{\text{ж}}$
Струйные с отбойниками	$\Delta p_{\text{ж}} = 18,7 \Delta p_{\text{сух}} \frac{\Delta h}{w_1^2 \rho_{\text{п}}} \rho_{\text{ж}}$

Примечание. $h_{\text{п}}$ — высота сливного порога; Δh — высота уровня жидкости над сливным порогом; g — ускорение свободного падения; $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{п}}$ — плотности жидкости и пара; φ — коэффициент аэрации, который зависит от расхода пара и жидкости и общей высоты светлой жидкости на тарелке (для технических расчетов $\varphi = 0,85 \div 1,0$); w_1 — скорость пара в рабочем сечении тарелки; V — расход парового потока, кмоль/с; L — расход жидкостного потока, кмоль/с.

Сопротивление $\Delta p_{\text{пн}}$ рассчитывается по зависимости

$$\Delta p_{\text{пн}} = 4\sigma/d,$$

где d — диаметр отверстий в ситчатой тарелке или эквивалентный диаметр прорези в колпачковой тарелке, м; σ — поверхностное напряжение, Н/м.

Для колпачковых тарелок принимают $\Delta p_{\text{пн}} = 0$.

4.4. СУШИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

4.4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СУШИМЫХ МАТЕРИАЛОВ, СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВОК И СУШИЛЬНЫХ АГЕНТОВ

В различных отраслях народного хозяйства широко распространены процессы обезвоживания растворов, суспензий, паст, удаления жидкости (растворителей) с поверхности или из внутренних слоев твердых материалов. В качестве удерживаемых влажными материалами жидкостей могут быть вода, метанол, бензин, метанола-ацетоновая смесь, бензио-изопропиловая смесь и т. п. Ниже рассматриваются закономерности удаления жидкостей, способы расчета и конструкции установок на примере наиболее распространенной жидкости — воды. Среди существующих способов обезвоживания материалов (сушка, отжатие, центрифугирование, фильтрование, отсасывание, поглощение химическими реагентами и т. д.) особое место занимает *тепловая сушка*, при которой удаление влаги из материала происходит в основном путем испарения.

Под сушкой понимают совокупность термических и массообменных процессов у поверхности (внешняя задача) и внутри (внутренняя задача) влажного материала, способствующих его обезвоживанию.

Для оценки перспективности способа сушки влажные материалы делят на шесть основных групп [26]: I — истинные и коллоидные растворы, эмульсии и суспензии; II — пастообразные материалы, не перекачиваемые насосом; III — пылевидные, зернистые и кусковые материалы, обладающие сыпучестью во влажном состоянии; IV — тонкие гибкие материалы (ткани, пленка, бумага и т. п.); V — штучные массивные объемные материалы и изделия (керамика, штучные стройматериалы, изделия из древесины и т. п.); VI — изделия, подвергающиеся сушке после грунтования, окраски, склеивания и других поверхностных работ.

В каждой из приведенных групп возможна более подробная классификация, позволяющая точнее выбрать способ сушки, оценить продолжительность обезвоживания, не проводя подробных тепловых и массообменных расчетов [35].

В табл. 4.47 приведены наиболее распространенные способы сушки некоторых групп материалов и теплотехнические характеристики процесса.

Различие сушимых материалов по физико-химическим и структурно-механическим свойствам, форме, размеру, количеству и т. д. вызвало большое разнообразие конструкций сушильных установок в промышленности.

Промышленные сушильные установки классифицируют по следующим признакам:

по способу подвода теплоты к материалу: конвективные, кондуктивные, радиационные, электромагнитные, комбинированные (конвективно-радиационные, конвективно-радиационно-высокочастотные и т. п.);

по функционированию во времени: непрерывного действия, периодического действия, полунепрерывного действия;

по конструкции: камерные, шахтные, туннельные, барабанные, трубчатые, ленточные, взвешенного слоя, распылительные, сублимационные и др.

Конструкции сушильных установок применительно к различным отраслям промышленности рассматриваются в [8, 10, 18, 24, 26, 35, 43].

Из приведенных типов сушилок наибольшее распространение получили конвективные сушильные установки. Эти установки разделяют на несколько групп:

по применяемому сушильному агенту: воздушные, на дымовых (топочных) газах, на

неконденсирующихся в процессе сушки газов (азот, гелий, перегретый водяной пар и т. д.);

по схеме движения сушильного агента: однозонные (с однократным использованием сушильного агента, с рециркуляцией), многозонные (с промежуточным подогревом сушильного агента, рециркуляцией его в зонах, рециркуляцией между зонами и т. п.);

по давлению в сушильной камере: атмосферные, вакуумные;

по направлению движения сушильного агента относительно материала: прямоточные, противоточные, перекрестно-точные, реверсивные.

Выбор сушильного агента проводят на основе комплексного исследования технико-экономических показателей сушильной установки, ее технологической схемы и связи ее с тепловой схемой предприятия. Воздух как сушильный агент применяют наиболее часто в тех случаях, когда температура сушильного агента не превышает 500 °С, а присутствие кислорода в нем не влияет на свойства сушеного материала. Свойства воздуха изложены в п. 1.1.2, 2.4.6, 3.2.3, § 3.6 кн. 2 настоящей серии, а также в [9, 31]. Топочные (дымовые) газы используют для сушки материалов при начальной температуре сушильного агента (200—1200 °С), причем только в тех случаях, когда газовые и твердые компоненты дыма не оказывают существенного влияния на качественные показатели продукта. Для их получения сооружают специальные топочные устройства, в которых сжигают природный и другие горючие газы, жидкое топливо, отходы технологического производства (древесную стружку, солому, подсолнечную лузгу и пр.), или используют дымовые газы из топков производственных котельных, после котлов ТЭС, нагревательных, плавильных и обжиговых печей.

Азот как сушильный агент применяют в тех случаях, когда сушимый материал может окислиться или является взрывоопасным или взрывоопасная смесь паров, испаряемых из жидкости и воздуха. Азот получают в специальных воздуходелительных установках (см. п. 5.4.2).

Для сушки многих материалов целесообразно и экономически выгодно применять в качестве сушильного агента перегретый водяной пар или перегретый пар удаляемого из материала растворителя. Использование в качестве сушильного агента перегретого водяного пара атмосферного давления имеет ряд термодинамических, технологических и технико-экономических преимуществ по сравнению с воздухом или топочными газами [11, 32].

Таблица 4.47. Способы сушки материалов и характеристики процесса

Тип сушилки	Режим сушки	Интенсивность сушки: A_F , кг/(м ² ·ч); A_V , кг/(м ³ ·ч)	Коэффициент теплопередачи k , Вт/(м ² ·К)	Удельный расход на 1 кг испаренной влаги	
				теплоты, кДж	электроэнергии, кВт·ч
Жидкие материалы					
Вальцовые атмосферные	$p = 0,2 \div 0,5$ МПа	$A_F = 7 \div 60$	$k = 50 \div 300$	3500—4000	$N = 0,05\pi F$ (π — частота вращения, об/мин, F — поверхность вальца, м ²)
Вальцовые вакуумные	—	$A_F = 4 \div 15$	$k = 30 \div 200$	—	—
Распылительные	$t_1 = 120 \div 900$ °C $w_1 = 20 \div 98$ %	$A_V = 1,5 \div 25$	$\alpha_V = 30 \div 80$ Вт/(м ³ ·К)	3500—5000	0,06
Установки с кипящим слоем (для термостойких растворов)	$t_1 = 500 \div 750$ °C; $v = 1,5 \div 2,5$ м/с	$A_F = 120 \div 700$	—	3800—5000	—
Пастообразные материалы					
Камерные с лотками	—	$A_F = 4 \div 15$	—	5000—11000	—
Петлевые	$t_1 = 100 \div 135$ °C	$A_V = 1 \div 2$	—	8500—30000	0,02—0,04
С мешалками	$t_1 = 150 \div 500$ °C	$A_V = 35 \div 60$	—	4000—11000	0,01—0,05
Твердые дисперсные материалы					
Ленточные конвейерные	$t_1 = 100 \div 200$ °C $v = 0,1 \div 0,5$ м/с	$A_F = 5 \div 18$	—	3800—6000	—
Шнековые и скребковые	$p = 0,2 \div 0,6$ МПа	$A_F = 5 \div 20$	$k = 10 \div 170$	4000—6800	—
Паровые трубчатые	$p = 0,15 \div 0,45$ МПа	$A_F = 3,5 \div 8$	$k = 10 \div 70$	3000—3600	$N = (0,8 \div 1,0)F$ (F — площадь поверхности нагрева, м ²)
Шахтные	$t_1 = 100 \div 250$ °C; $v = 0,1 \div 0,3$ м/с	$A_V = 20 \div 50$	—	—	—
Барабанные	$t_1 = 150 \div 700$ °C; $n = 1,5 \div 5$ об/мин	$A_V = 3 \div 150$	—	4000—8000	—
Пневмотрубы	$t_1 = 150 \div 1000$ °C; $v = 10 \div 60$ м/с	$A_V = 200 \div 800$	—	3600—4500	—
С кипящим слоем	$t_1 = 120 \div 700$ °C; $v = 0,8 \div 3,5$ м/с	$A_F = 10 \div 1000$	—	4000—6000	—
Тонкие листовые материалы					
Петлевые	$t_1 = 28 \div 120$ °C; $w_1 = 50 \div 90$ %	$A_F = 0,8 \div 20$	—	5000—8000	—
Цилиндрические	$p = 0,15 \div 0,3$ МПа; $w_1 = 60 \div 70$ %	$A_F = 8 \div 14$	$k = 250 \div 500$	5000—6800	0,01—0,03

4.4.2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА СТАТИКИ КОНВЕКТИВНОЙ СУШКИ

Под *статикой сушки* понимают материальный и тепловой балансы сушильной установки, на базе которых можно установить расходы сушильного агента, теплоты, тепловую экономичность установки, изменение параметров сушильного агента и т. д. Результаты балансовых расчетов в совокупности с кинетическими характеристиками процессов сушки являются исходными данными для расчетов габаритов сушильной установки и ее отдельных узлов. Определение количества испаренной из сусимого материала влаги W , как правило, представляет конечную цель составления материального баланса.

Материальный баланс. Сушка является массообменным процессом, в котором влага выделяется из сусимого материала в окружающую среду. Поэтому для системы влажный материал — сушильный агент записывают материальный баланс применительно к компоненту-растворителю.

При известных начальном d_1 и конечном d_2 влагосодержаниях, г/кг сухого воздуха, и массовом расходе G , кг/с, сушильного агента количество испаренной влаги

$$W = G \frac{d_2 - d_1}{1000}. \quad (4.13)$$

При известных начальных d_1 , w_1 и конечных d_2 , w_2 влагосодержаниях сушильного агента и сусимого материала, исходном G_1 или конечном G_2 количествах сусимого материала количество испаренной влаги

$$W = G_1 \frac{w_1 - w_2}{100 + w_1} = G_2 \frac{w_1 - w_2}{100 + w_2}. \quad (4.14)$$

При известных G_1 и G_2 определяют $W = G_1 - G_2$. Под влагосодержанием w понимают отношение количества влаги G_w , содержащейся в материале, к массе его сухой части G_c . Иногда используют понятие влагосодержания или влажности материала на общую массу w^0 , %, определяемую соотношением

$$w^0 = \frac{G_w}{G_c + G_w} 100. \quad (4.15)$$

Формулы для пересчета влажности материала:

$$w = \frac{G_w}{G_c} 100 = \frac{100w^0}{100 - w^0};$$

$$w^0 = \frac{100w}{100 + w}.$$

Для сушилок непрерывного действия материальный баланс составляют для расходов воздуха, влаги, материала в единицу времени.

Тепловой баланс сушильной установки в общем случае записывается так:

$$Q_n + Q_d + c_{вл} = v_1 W = \\ = Q_n + Q_5 + Q_{тр} + Q_2 \pm Q_x. \quad (4.16)$$

Приходная часть теплового баланса (4.16) конвективной сушилки включает:

теплоту, подведенную к сушильному агенту в генераторе теплоты,

$$Q_n = G (H_1 - H_0);$$

дополнительные тепловыделения Q_d в сушилке (дополнительный подогрев, тепловыделения за счет экзотермических реакций и т. п.);

физическую теплоту, вносимую влагой, испаряемой из материала, $c_{вл} v_1 W$.

Расходная часть теплового баланса включает:

расход теплоты на нагрев транзитной части влаги $G_{в2}$ и сухой массы сусимого материала G_c

$$Q_n = (G_c c_c + G_{в2} c_{вл}) (v_2 - v_1) = \\ = G_2 \left(\frac{100}{100 + w_2} c_c + \frac{100w_2}{100 + w_2} c_{вл} \right) (v_2 - v_1).$$

Если в сушилку поступает материал с частично замерзшей влагой, то в (4.16) добавляют составляющую, равную расходу теплоты на подогрев льда до 0 °С и превращение его в жидкость при 0 °С;

потери теплоты через стенки сушилки

$$Q_5 = \sum k_i F_i \Delta t_i.$$

Теплопередача через различные элементы конструкций стенок может существенно различаться (неодинаковая интенсивность, различный температурный напор на разных участках и т. п.). Поэтому Q_5 определяют суммированием отдельных составляющих потерь теплоты. При проектировании объекта значением Q_5 задаются, а затем проверяют расчетом, добиваясь равенства заданного и расчетного значений;

расход теплоты на нагрев массы транспортных устройств $G_{тр}$, кг/с,

$$Q_{тр} = G_{тр} c_{тр} (t_{тр2} - t_{тр1});$$

потери теплоты с уходящим сушильным агентом

$$Q_2 = G (H_2 - H_0).$$

Теплота химических превращений Q_x при наличии эндотермических реакций включается в (4.16) со знаком плюс.

Поскольку при составлении теплового баланса используются энтальпии сушильного агента на входе в сушилку H_1 и на выходе из нее H_2 , в которых учтена энтальпия содержащегося в нем пара, то очевидно, что среди составляющих баланса отсутствуют затраты теплоты на испарение влаги. Последние приводят, с одной стороны, к снижению температуры сушильного агента, а с другой — к повышению его влагосодержания.

Расход топлива при использовании в качестве сушильного агента топочных газов

$$B = \frac{G(H_1 - H_0)}{\eta Q_p^p} = \frac{G}{G_{c2}}, \quad (4.17)$$

где Q_p^p — высшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; G_{c2} — количество топочных газов при сгорании 1 кг топлива, кг/кг топлива; η — КПД топки.

Сведение теплового баланса, так же как и материального, для сушилок, работающих периодически, проводят на один цикл их работы. При существенном изменении температуры сушильного агента на входе и выходе сушилки в течение цикла работы составляют тепловой баланс сначала для отдельных промежутков времени, в течение которых эти температуры могут быть приняты постоянными, а затем суммируют приходные и расходные статьи балансов в целом за цикл работы. В этом случае помимо статей расходов теплоты, приведенных в тепловом балансе непрерывно действующей сушилки, учитывают расход теплоты на нагрев ограждений сушилки.

Точные расчеты потерь теплоты на нагрев ограждений и в окружающую среду необходимо выполнять с учетом нестационарного режима протекания этих процессов [27].

В (4.16), (4.17) приняты следующие обозначения: H_1 , H_2 и H_0 — энтальпии сушильного агента на входе и выходе из сушильной камеры и на входе в генератор теплоты, кДж/кг; g — удельная теплота фазового превращения удаляемой жидкости, кДж/кг; c_p , $c_{в,л}$, c_s , $c_{тр}$ — удельные теплоемкости соответственно пара, жидкости, сухого скелета материала и транспортных устройств, кДж/(кг·К); v_1 , v_2 , $t_{тр1}$, $t_{тр2}$ — температуры на входе и выходе сушилки соответственно материала и транспортных устройств, °С; k_i — коэффициент теплопередачи i -го участка стенки камеры, рассчитываемый по [31], кВт/(м²·К); Δt_i , F_i — температурный напор, К, и площадь поверхности i -го участка стенки камеры, м².

Расход теплоты с учетом КПД генератора

теплоты η

$$Q = \frac{Q_p}{\eta} = \frac{G(H_1 - H_0)}{\eta} = \frac{1000 \text{ Вт}}{\eta} \frac{H_1 - H_0}{d_2 - d_1}. \quad (4.18)$$

В расчетах принимают для топок $\eta = 0,95$, для паровых и электрических калориферов $\eta = 0,98 \div 0,99$, для огневых калориферов в зависимости от температуры отходящих из них газов $\eta = 0,6 \div 0,7$.

При подогреве сушильного агента паром расход последнего равен

$$D = \frac{1000 \text{ Вт}}{\eta(d_2 - d_1)} \frac{H_1 - H_0}{h_n - h_k}, \quad (4.19)$$

где h_n и h_k — энтальпии пара и конденсата на входе и выходе из калорифера, кДж/кг.

Тепловую экономичность сушильных установок сравнивают по удельным затратам теплоты на 1 кг испаренной влаги, подведенной к сушильному агенту. Разделив каждую составляющую (4.16) на W , получают запись теплового баланса в удельных величинах:

$$q_n + q_a + c_{в,л}v_1 = q_n + q_5 + q_{тр} + q_2 \pm q_x.$$

Обозначая через Δ разность между суммой удельных величин дополнительных теплопритоков в сушильную установку $\Sigma q_i = q_a + c_{в,л}v_1$ и суммой удельных величин теплопотерь $\Sigma q_{пот} = q_n + q_{тр} + q_5$, формулу (4.16) с учетом выражений для составляющих и при $q_x = 0$ преобразуют к виду

$$\frac{G}{W}(H_1 - H_2) = -\Delta. \quad (4.20)$$

В теоретической сушилке (для которой считают, что отсутствуют потери теплоты на нагрев материала, транспортных устройств и в окружающую среду, нет дополнительных тепловыделений, а температура входящего в нее материала равна 0°C) процесс сушки происходит адиабатно — при постоянной энтальпии воздуха ($H_1 = H_2 = \text{const}$).

В реальной сушилке в зависимости от соотношения удельных потерь теплоты ($q_n + q_5 + q_{тр}$) и дополнительного подвода ($q_a + c_{в,л}v_1$) возможны три случая: 1) $\Delta = 0$ ($H_1 = H_2$); 2) $\Delta > 0$ ($H_1 < H_2$); 3) $\Delta < 0$ ($H_1 > H_2$).

Удельный расход теплоты (на 1 кг испаренной влаги)

$$q = l(H_1 - H_0), \quad (4.21)$$

где l — удельный расход сушильного агента:

$$l = G/W = 1000/(d_2 - d_1).$$

Для расчета удельных расходов сушильного агента и теплоты необходимо

знать конечное влагосодержание сушильного агента d_2 .

Его значение зависит от схемы организации движения агента в сушилке.

Для определения d_2 используют аналитический и графоаналитический методы расчета [11, 32].

В общем случае аналитически конечное влагосодержание сушильного агента для конвективной сушки с однократным использованием сушильного агента и его рециркуляцией равно [33]

$$d_2 = \frac{10^3(c_b + c_n \cdot 10^{-3} d_1)(t_1 - t_2)}{(h_2 - \Delta) \left(1 - \frac{k_p}{k_p + 1} \frac{h_1}{h_2} \right)} + d_0 \quad (4.22)$$

где t_1, t_2 — температуры сушильного агента на входе в сушилку и выходе из сушилки или из отдельной ее зоны; c_b, c_n — удельные теплоемкости сухого воздуха и пара; k_p — коэффициент рециркуляции; $h_2 = r_0 + c_n t_2$ — энтальпия пара; r_0 — скрытая теплота парообразования при 0°C .

Для теоретической сушки с рециркуляцией при постоянных параметрах окружающего воздуха и постоянных начальных и конечных температурах сушильного агента существует предельное значение коэффициента рециркуляции, определяемое соотношением

$$k_p^{\text{пр}} = \frac{r_0 + c_n t_2 - \Delta}{c_n (t_1 - t_2)} \left(1 - \frac{d_0}{d_2} \right). \quad (4.23)$$

В случае использования топочных газов для определения $k_p^{\text{пр}}$ необходимы дополнительные вычисления (при аналитическом методе) или построения в H, d -диаграмме (при графоаналитическом методе) [32].

Формализованное, без учета специфики процесса сушки как процесса массообменного, значение показателя тепловой экономичности конвективной сушки η_c (КПД сушилки) рассматривается как отношение теплоты, затраченной на испарение влаги, ко всей подведенной теплоте.

Тепловое совершенство работы конвективной установки оценивают как

$$E = \eta_c / \eta_{\text{макс}},$$

где $\eta_{\text{макс}}$ — максимальный КПД сушилки, получаемый при подстановке в выражение для η_c вместо t_2 предельного значения температуры сушильного агента в состоянии насыщения, т. е. температуры адиабатного насыщения или температуры мокрого термометра $t_{\text{м.т}}$; $\eta_c = (t_1 - t_2) / (t_1 - t_0)$; t_0 — температура сушильного агента перед теплогенератором.

4.4.3. МЕТОДЫ РАСЧЕТА КИНЕТИКИ СУШКИ

Процесс сушки состоит из перемещения влаги внутри материала в зону фазового превращения, парообразования и перемещения пара в окружающую среду. Испарение влаги создает перепад влагосодержания между внутренними и поверхностными слоями, что вызывает непрерывное перемещение влаги в направлении поверхности материала и уменьшение его среднего влагосодержания.

Изменения среднего влагосодержания w и средней температуры материала v в процессе сушки составляют кинетику этого процесса (рис. 4.57). Закономерности $w = f(\tau)$ и $v = f(\tau)$ позволяют рассчитывать продолжительность сушки до заданного конечного влагосодержания материала, количество испаренной влаги и расход теплоты на сушку [26, 32]. Зависимость $w = f(\tau)$ называют *кривой сушки*. Изменение влагосодержания в единицу времени $dw/d\tau$ называют *скоростью сушки*, а зависимости вида $dw/d\tau = f(w)$, $dw/d\tau = f(\tau)$ — *кривыми скорости сушки*. Между скоростью сушки и плотностью потока влаги из материала

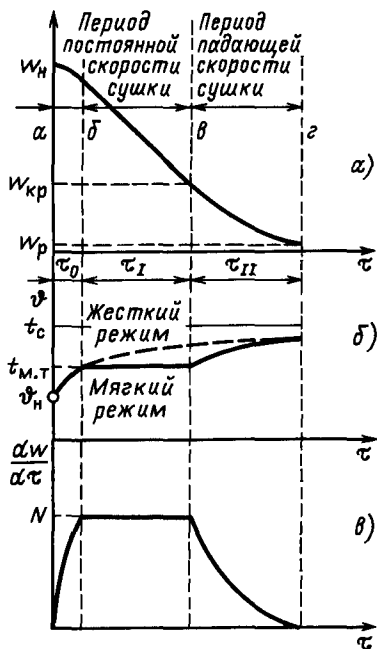


Рис. 4.57. Типичные кривые сушки (а), изменения среднеинтегральной температуры материала (б) и скорости сушки (в) при постоянных режимных параметрах сушильного агента

ла существует взаимосвязь:

$$\frac{dw}{d\tau} = \frac{j_m(\tau)F}{\rho_0 V},$$

где j_m — интенсивность испарения, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$; ρ_0 — плотность сухого материала, $\text{кг}/\text{м}^3$; F и V — площадь поверхности и объем материала, м^2 и м^3 .

Максимальное значение скорости сушки, имеющее место в периоде постоянной скорости, обозначают через N .

На кривой сушки виден ряд характерных периодов: период прогрева (участок ab); период постоянной скорости сушки (участок bc) и период падающей скорости сушки (участок cd).

Период постоянной скорости сушки продолжается до *критического влагосодержания* $w_{кр}$ (рис. 4.57), при котором внутридиффузионное сопротивление переносу влаги внутри материала и внешнелиффузионное сопротивление переносу пара в пограничном слое равны. Начиная с этого момента, даже при мягких режимах температура материала непрерывно повышается, стремясь к температуре сушильного агента t_c , а скорость сушки непрерывно убывает от максимального своего значения N до нуля. Скорость сушки равна нулю после достижения материалом *равновесного влагосодержания* w_p , соответствующему такому динамическому равновесию, при котором поток влаги из материала за счет испарения и поток влаги к поверхности материала из окружающей среды (конденсация) равны, т. е. количество влаги в материале остается постоянным во времени.

Вид кривых скорости сушки в периоде падающей скорости (рис. 4.58) определяют формы связи влаги с материалом [32, 35]. Простейшая (линейная) зависимость l скорости сушки в периоде падающей скорости от влагосодержания характерна для тонких волокнистых материалов (бумаги, тонкого картона). Линия 2 соответствует сушке коллоидных тел, линия 3 — сушке капиллярно-пористых тел. Для этих материалов наблюдают одно критическое влагосодержание.

Материалам, имеющим различные формы связи с влагой и сложную структуру, присущи более сложные кривые скорости сушки 4, 5. Кривая 4 характерна для сушки, например, глины, а кривая 5 — сухарей. На этих кривых наблюдается второе критическое влагосодержание $w_{кр_2}$. Для многих материалов эта точка соответствует началу удаления адсорбционно-связанной влаги, тогда как на участке от $w_{кр_1}$ до $w_{кр_2}$ удаляется влага из микрокапилляров.

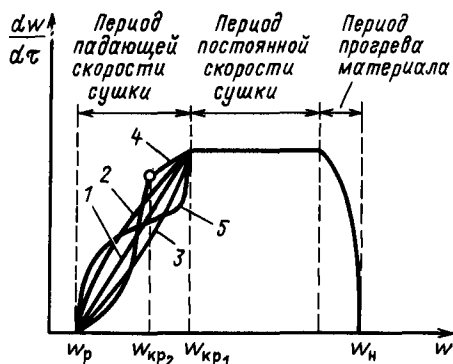


Рис. 4.58. Типичные кривые скорости сушки влажных материалов

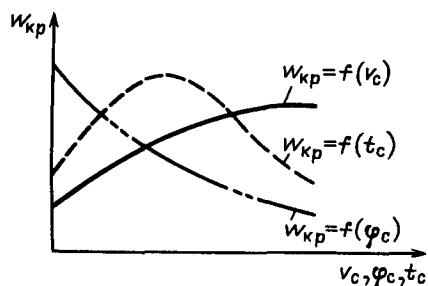


Рис. 4.59. Характер влияния режимных параметров сушильного агента на критическое влагосодержание

Критическое влагосодержание при конвективной сушке зависит от вида и размера материала и режимных параметров сушки (температуры t_c , скорости v_c и относительной влажности φ_c сушильного агента). Характер влияния последних на $w_{кр}$ приведен на рис. 4.59.

Если в периоде постоянной скорости сушки отсутствует углубление зоны испарения, то для определения $w_{кр}$ рекомендуют следующее соотношение:

$$w_{кр} = w_r + \frac{1}{\Gamma} \frac{j_m R}{a_m \rho_0},$$

где w_r — гигроскопическое (соответствующее равновесному при $\varphi_c = 1$) влагосодержание материала, равное часто критическому влагосодержанию на поверхности материала; R — характерный размер материала, м; Γ — коэффициент формы (для пластины $\Gamma = 3$, для цилиндра $\Gamma = 4$, для шара $\Gamma = 5$); a_m — ко-

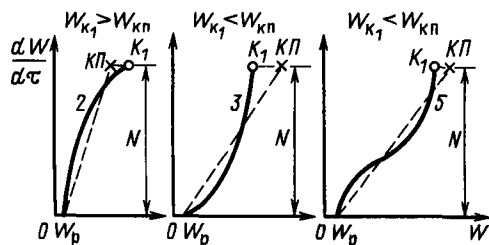


Рис. 4.60. Графический метод определения приведенного критического влагосодержания

эффицент диффузии свободной влаги в материале, м²/ч.

Для расчета a_m рекомендуют формулу [26]

$$a_m = \frac{c}{1 - A\rho_0 w} \left(\frac{T}{100} \right)^n,$$

где для капиллярно-пористых тел $A = 0,0032$; $n = 20$; $c = (0,7 \div 50) \cdot 10^3$; для капиллярно-пористых коллоидных тел $A = 0,0019$; $n = 10$; $c = 0,6 \div 13$.

Подробные экспериментальные данные по a_m для различных материалов приведены в [10].

Существующие методы расчета кинетики сушки позволяют с достаточной для инженерной практики точностью определять продолжительность сушки τ . Эти методы [24, 26, 35] разделяют на дискретные, в которых общую продолжительность сушки τ рассчитывают как сумму продолжительности сушки в периоде постоянной τ_I и падающей скорости сушки τ_{II} , и на непрерывные, в которых кинетику описывают одним уравнением.

Для расчета продолжительности сушки используют упрощенный метод А. В. Лыкова [26]:

$$\tau_I = \frac{1}{N} (w_n - w_{kp}) = \frac{\rho_0 V}{i_m F} \frac{w_n - w_{kp}}{100}.$$

Для расчета τ_{II} вводят понятие *критического приведенного влагосодержания* $w_{k.p.}$, определяемого по рис. 4.60 или по формуле

$$w_{k.p.} = \frac{1}{\kappa} + w_p,$$

где κ — относительный коэффициент сушки, зависящий от свойств материала и его начального влагосодержания.

Для некоторых материалов расчет κ производят по [32]:

$$\kappa = 1,8/w_n.$$

Тогда

$$\tau_{II} = \frac{1,28 w_n}{N} \lg \frac{w_{k.p.} - w_p}{w_2 - w_p}.$$

Общая продолжительность процесса сушки

$$\tau = \tau_I + \tau_{II} = \frac{1}{N} [(w_n - w_{k.p.}) - 1,28 w_n \lg \kappa (w_2 - w_p)].$$

Для материалов с большим сопротивлением переносу теплоты и массы расчет кинетики сушки помимо указанного выше метода проводят путем решения системы дифференциальных уравнений внутреннего тепло- и массопереноса [27].

Система уравнений переноса теплоты и массы внутри влажного тела, когда в нем отсутствует градиент избыточного давления (при температурах материала ниже 100 °С), имеет вид [27]

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial \tau} &= a_m \nabla^2 u + a_m \delta \nabla^2 t; \\ \frac{\partial t}{\partial \tau} &= a \nabla^2 t + \frac{r_e}{c} \frac{\partial u}{\partial \tau}, \end{aligned} \right\} \quad (4.24)$$

где a , $\bar{c}$ — соответственно температуропроводность и приведенная удельная теплоемкость влажного материала; u — локальное влагосодержание материала; e — критерий фазового превращения, равный отношению потоков влаги в материале в виде пара и общего; δ — термोगradientный коэффициент.

Аналитические решения системы (4.24) возможны лишь для частных случаев задания краевых условий при постоянных значениях коэффициентов переноса.

В [11] предложены универсальные краевые условия, позволяющие решать систему уравнений (4.24) для всех характерных периодов сушки и сложных законов энергоподвода введением двух обобщенных переменных R_f и D_n , учитывающих свойства реальных капиллярно-пористых тел (влагосодержание, характерный размер пор). Первая из них представляет отношение диффузионных сопротивлений пограничного слоя и устьев капилляров с учетом действительного проходного сечения:

$$R_f = \left(1 - \exp \left(- \frac{U}{U_{m.r.}} \right) \right)^c (U\pi)^{2/3} \frac{D}{\xi \beta},$$

где U , $U_{m.r.}$ — обезразмеренные (на влаго-

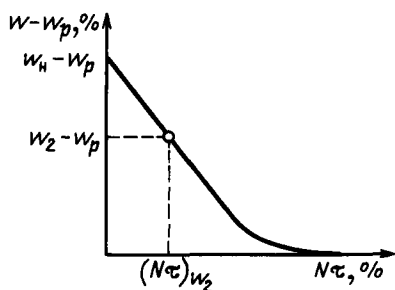


Рис. 4.61. Построение обобщенной кривой сушки

содержание намокания) текущее и максимальное гигроскопические влагосодержания; P — пористость; D, β — коэффициенты соответственно диффузии пара и массоотдачи; ξ — заглубление мениска жидкости.

С помощью обобщенной D_n учитывают отклонение действительного перепада концентраций пара в пограничном слое и максимально возможное при достижении равновесных параметров.

При наличии хотя бы одной экспериментальной кривой сушки расчет τ для любых условий проводят по методу В. В. Красникова. Согласно [24] произведение скорости сушки N на текущее время τ независимо от режима сушки остается постоянным, т. е.

$$N_1 \tau_1 = N_2 \tau_2 = \dots = N_n \tau_n = \text{const},$$

где $N_1, N_2, \dots, N_n$ — скорости сушки в периоде постоянной скорости при различных режимах; $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ — текущее время сушки, в течение которого влагосодержание изменилось от w_n до w . Поэтому все экспериментальные кривые сушки данного материала при различных режимах (семейство кривых) при одном и том же w , перенесенные в новую систему координат $((w - w_p), N\tau)$, совмещаются в единую кривую, названную *обобщенной кривой кинетики сушки* (рис. 4.61). Тогда согласно рис. 4.61 время сушки от w_n до w_2

$$\tau = (N\tau)_{w_2} / N.$$

При $w_n \neq \text{const}$, $w_{кр} \approx \text{const}$ выполняется равенство

$$N_1 \tau_1 = N_2 \left(\tau_2 + \frac{w_{n1} - w_{n2}}{N_2} \right) = \dots$$

$$\dots = N_n \left(\tau_n + \frac{w_{n1} - w_{nn}}{N_n} \right).$$

Если начальное влагосодержание w_n , для которого построена обобщенная кривая (рис.

4.61), не равно заданному при расчете сушилки $w_{нз}$, то

$$\tau = \frac{1}{N} [(N\tau)_{w_2} + (w_{нз} - w_n)].$$

Расчет продолжительности сушки при непрерывно меняющейся скорости сушки N_τ с использованием обобщенной кривой $N_\tau \tau = f(w)$, полученной при стационарных условиях, требует специальных приемов. При простых законах изменения N_τ , например $N_\tau = a_1 \tau + a_2$ или $N_\tau = a_3 \sin(\omega \tau + \varphi_0)$, продолжительность сушки от w_n до w_k можно рассчитать аналитически по формулам

$$\tau = -\frac{a_2}{2a_1} \pm \sqrt{\left(\frac{a_2}{2a_1}\right)^2 + \frac{1}{a_1} f(w_k)}$$

или

$$\tau = \frac{f(w_k)}{a_3 \sin(\omega \tau + \varphi_0)}.$$

При отсутствии аппроксимационной зависимости $N_\tau \tau = f(w)$ используют графоаналитический способ. Непрерывные методы расчета используют для материалов с любым сопротивлением переносу теплоты и массы внутри материала.

4.4.4. СУШКА ЖИДКОТЕКУЧИХ МАТЕРИАЛОВ

Для получения сухих материалов из жидкотекучих растворов или суспензий используют сушилки вальцовые, вакуум-вальцовые, распылительные, вакуум-распылительные, со слоем инертного твердого носителя, вихревые и т. д.

При производительностях 10—20 000 кг/ч по испаренной влаге наиболее распространены распылительные сушилки в силу их конструктивной простоты, малого термического влияния на материал в процессе сушки, возможности регулирования конечных значений влагосодержания сушимого материала, высокой экономичности, технологической простоты процесса из-за отсутствия таких промежуточных стадий, как кристаллизация, фильтрация, центрифугирование, размол, и т. д.

Основные характеристики распыла, оказывающие решающее значение на эффективность распылительных сушилок, следующие: средний диаметр капель $\delta_{ср}$; параметры, характеризующие распределение капель по размерам; начальная скорость вылета капель из распылителя v_0 ; радиус факела распыла R_ϕ ; эюра плотности орошения по сечению факела

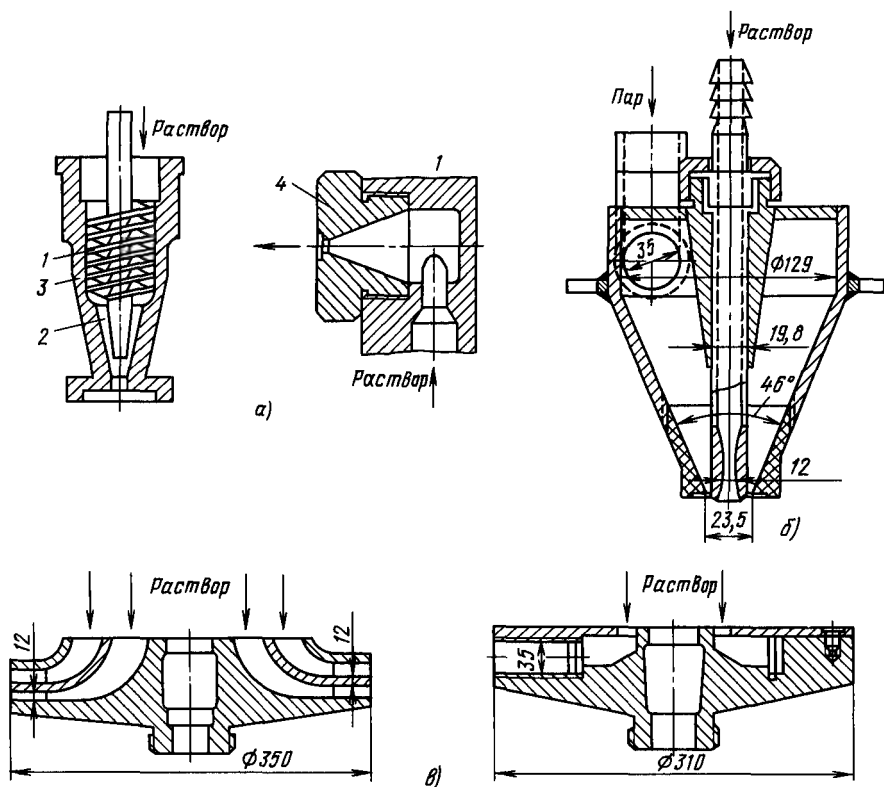


Рис. 4.62. Распылители:

а — механические форсунки (Кертинга, центробежная); б — пневматическая форсунка внешнего смешения; в — центробежные диски с лопатками (двухъярусный, одноярусный); 1 — корпус, 2 — вкладыш; 3 — винтовая нарезка; 4 — сменное сопло

ла. Требования, предъявляемые к распылительным устройствам [6]: создание оптимальной формы факела (угла раскрытия, заданного распределения раствора в пространстве), обеспечение высокого качества распыления (по размеру капель, однородности), надежности распылителя в работе, минимальные энергозатраты, большая единичная производительность, конструктивная простота, простота обслуживания, возможность плавной регулировки производительности без существенного изменения дисперсности, малая стоимость. Большинству этих требований отвечают механические и пневматические форсунки (рис. 4.62, а, б) и диски (рис. 4.62, в). Преимущества и недостатки различных распылителей, а также особые случаи распыления (монораспыление, ультразвуковое распыление и т. д.) изложены в [26].

При сушке растворов наиболее целесообразно распыление механическими форсунками, в большинстве других случаев — дисками. Расход энергии при распылении 1 т исходного

продукта механическими форсунками составляет 2—4 кВт·ч, пневмофорсунками 50—70 кВт·ч, центробежными дисками 5—10 кВт·ч.

Средний диаметр капель определяют по формулам: при дисковом распылении — Фридмана — Маршалла (4.25), уточненной НИИхиммаш; при распылении центробежными механическими форсунками — А. Г. Блоха и Е. С. Кичкиной (4.26); при пневматическом распылении материалов — Нукиямы и Танасавы (4.27) [26]:

$$\delta_{3,2} = 13,45 \cdot 10^5 \left(\frac{G_{\text{вж}}}{D_{\text{д}}} \right)^{0,2} \left(\frac{\sigma}{X} \right)^{0,1} \times \left(\frac{1}{n} \right)^{0,6} \left(\frac{1}{\rho_{\text{ж}}} \right)^{0,3}; \quad (4.25)$$

$$\delta_{3,2} = 47,8 D_0 A^{-0,6} \left(\frac{\rho_{\text{ж}} \sigma D_0}{\eta_{\text{ж}}^2} \right)^{0,1} \times$$

$$\times \left(\frac{v_{\text{ж}}}{v_{0, \text{ж}} D_0} \right)^{0,7}; \quad (4.26)$$

$$\delta_{3,2} = \frac{580 \cdot 10^4}{v_{0, \text{ж}}} \sqrt{\frac{\sigma}{\rho_{\text{ж}}}} + 1680 \left(\frac{\eta_{\text{ж}}}{\sqrt{\sigma \rho_{\text{ж}}}} \right)^{0,45} \left(\frac{1000 V_{\text{ж}}}{V_{\text{в}}} \right)^{1,5}, \quad (4.27)$$

где G — производительность, кг/ч; n — частота вращения, с^{-1} ; $D_{\text{д}}$ — диаметр диска, м; D_0 — диаметр сопла, мм; X — смоченный периметр диска, м; $v_{0, \text{ж}}$ — относительная скорость жидкости в воздухе, м/с; $V_{\text{ж}}$, $V_{\text{в}}$ — объемные расходы соответственно жидкости и воздуха через форсунки, $\text{м}^3/\text{с}$; σ , $\rho_{\text{ж}}$, $\eta_{\text{ж}}$ — соответственно поверхностное натяжение, кг/м; плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$; динамическая и кинематическая вязкости жидкости, $\text{кгс}/\text{м}^2$, $\text{м}^2/\text{с}$; A — геометрическая характеристика форсунки.

Для сушилок с большой производительностью (до 10 кг/с) перспективным является центробежно-дисковый способ распыления. Конструкция дисков в зависимости от свойств материала и условий сушки различна. Наиболее распространены сопловые (фазовые) диски с цилиндрическими рабочими каналами и лопастные, у которых каналы имеют

Т а б л и ц а 4.48. Центробежные диски

Параметр диска	Промышленные сушилки диаметром, м	
	2,5—3	свыше 4
Диаметр диска, мм	120	220—400
Производительность, кг/с	0,03—0,15	0,3—7,5
Нагрузка на смоченный периметр лопасти, кг/(ч·мм)	0,5—12	16—100
Диаметр дюзы, мм	2—5	10
Диаметр капле, мкм	50—90	150—210
Высота лопасти, мм	5—12	10—40
Длина лопасти, мм	35	35—60

плоскую (или малой кривизны) рабочую поверхность. В табл. 4.48 даны составленные НИИхиммаш характеристики наиболее употребляемых в промышленности центробежных дисков.

Радиус факела распыла при распылении центробежным диском определяют по формуле А. А. Долинского

$$R_{\phi} = 0,33 \delta_{3,2} \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}} \left(\frac{u_0 \delta_{3,2}}{v} \right)^{0,35} \times$$

Т а б л и ц а 4.49. Распылительные сушилки (ГОСТ 18906-81)

Типо-размер	Исполнение	Высота цилиндрической камеры H , м	Производительность по испаренной влаге, кг/ч	Типо-размер	Исполнение	Высота цилиндрической камеры H , м	Производительность по испаренной влаге, кг/ч
РЦ 1,0-1,2	2,3	1,5	2,0—10	РФ 1,0-1,6	2	2,0	4—20
РЦ 2,5-10	2	2,0	20—200	РФ 2,5-20	2,3	4,0	40—400
РЦ 2,5-15	2	3,0	30—300	РФ 2,5-25	2,3	5,0	60—600
РЦ 3,2-11	2,4	1,4	25—250	РФ 3,2-50	2,3	6,0	100—1000
РЦ 3,2-30	2,4	4,0	60—600	РФ 4-100	2,3,4,5	8,0	200—2000
РЦ 4-40	2,4	3,0	80—800	РФ 4-125	2,3,4,5	10,0	250—2500
РЦ 4-60	2,4	5,0	120—1200	РФ 5-200	2,3,4,5	10,0	400—4000
РЦ 5-80	2,4	4,0	160—1600	РФ 5-235	2,3,4,5	12,0	470—4700
РЦ 5-120	2,4	6,0	240—2400	РФ 6,5-400	2,3,4,5	12,0	800—8000
РЦ 6,5-135	1,2,4	4,0	270—2700	РФ 6,5-600	2,3,4,5	18,0	1200—12 000
РЦ 6,5-200	1,2,4	6,0	400—4000	РФ 8-800	2,3,4,5	16,0	1600—16 000
РЦ 8-300	1,2,4	6,0	600—6000	РФ 8-1100	1,2,3,4,5	22,0	2200—22 000
РЦ 8-400	1,2,4	8,0	800—8000				
РЦ 10-550	1,2,4	7,0	1100—11 000				
РЦ 10-785	1,2,4	10,0	1570—15 700				
РЦ 12,5-1100	1,2,4	9,0	2200—22 000				
РЦ 12,5-1500	1,2,4	12,0	3000—30 000				

П р и м е ч а н и е. Нижний предел производительности сушилки указан при температурах сушильного агента на входе в сушилку 130, на выходе 70 °С. Верхний предел производительности соответствует температурам сушильного агента на входе 600, на выходе 150 °С.

$$\times \left(\frac{t_1 - t_{\text{н.т}}}{273 + t_1} \right)^{-0,4} \left[\frac{(273 + t_{\text{ср}}) c_2}{w_{\text{н}} r} \right]^{-0,2}, \quad (4.28)$$

где w_0 — окружная скорость диска, м/с;
 t_1 , $t_{\text{ср}}$ — начальная и среднеарифметическая
 между начальной и конечной температурами
 сушильного агента, °С; c_2 — удельная теп-
 лемкость высушенного материала,

кДж/(кг·К); ρ_r — плотность сушильного
 агента, кг/м³. Условное обозначение распы-
 лительных сушилок по ГОСТ 18906-81 (табл.
 4.49) включает:

1) способ распыления материала: форсу-
 ночные с механическим или пневматическим
 методом распыла — Ф (рис. 4.63, е); дисковые
 с центробежно-дисковым распылом —
 Ц (рис. 4.63, а, в);

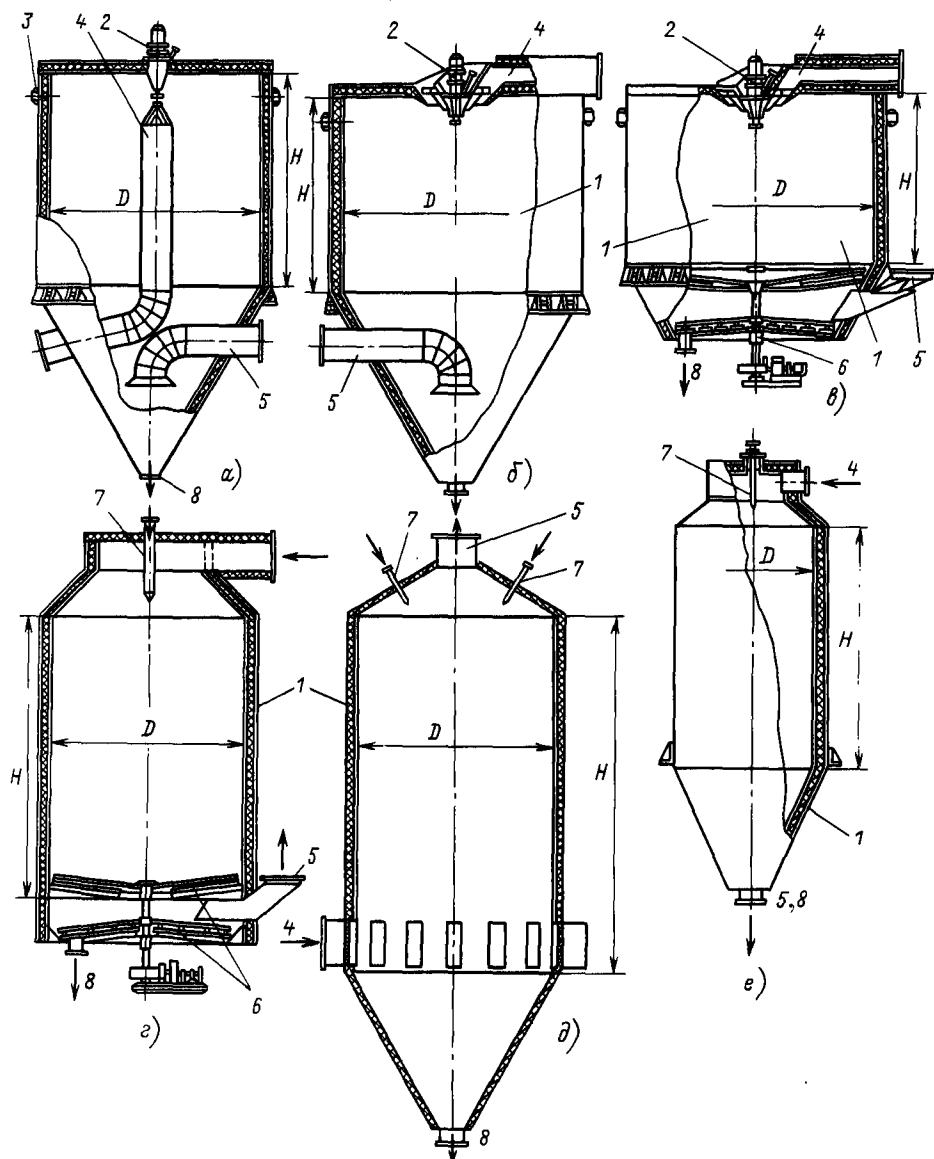


Рис. 4.63. Схемы конструкций камер распылительных сушилок:

1 — сушильная камера; 2 — центробежный распылитель; 3 — вибратор; 4 — ввод сушильного агента; 5 — вывод сушильного агента; 6 — скребковый механизм; 7 — форсунка; 8 — вывод сухого продукта

Таблица 4.50. Область применения распылительных сушилок в зависимости от конструктивного исполнения

Конструктивное исполнение распылительных сушилок	Производительность по испаренной влаге, кг/ч	Физико-химические, физико-механические свойства исходного и высушиваемого материала
Сушилка распылительная с центробежно-дисковым распылом с нижним подводом сушильного агента и коническим днищем	1500—25 000	Малая вязкость, малый угол естественного откоса сухого продукта, большая продолжительность сушки
Сушилка распылительная с центробежно-дисковым распылом с верхним подводом сушильного агента и коническим днищем	5—20 000	Малая вязкость, малый угол естественного откоса сухого продукта, малая длительность процесса сушки
Сушилка распылительная с центробежно-дисковым распылом с верхним подводом сушильного агента и плоским днищем	500—20 000	Малая вязкость, большой угол естественного откоса сухого продукта, большая длительность второго периода сушки
Сушилка распылительная с форсуночным распылом с верхним подводом сушильного агента и конусным днищем	5—3000	Большая начальная вязкость, но жидкотекучесть, наличие абразивных включений, малый угол естественного откоса сухого продукта, малая длительность процесса сушки

2) конструктивное исполнение: исполнение 1 — нижний подвод сушильного агента, коническое днище, верхнее расположение распылителя (рис. 4.63, *д*); исполнение 2 — верхний подвод сушильного агента, коническое днище, верхнее расположение распылителя (рис. 4.63, *а, б, е*); исполнение 3 — верхний подвод сушильного агента, коническое днище, нижнее расположение распылителя; исполнение 4 — верхний подвод сушильного агента, плоское днище, верхнее расположение распылителя (рис. 4.63, *в, з*); исполнение 5 — верхний подвод сушильного агента, плоское днище, нижнее расположение распылителя.

На рис. 4.63 приведены схемы наиболее распространенных конструкций камер распылительных сушилок, в табл. 4.50 указаны наиболее рациональные области их применения. НИИХиммаш рекомендует применять прямоточные цилиндрические сушильные камеры с коническим днищем при верхнем расположении распыливающего центробежного механизма как наиболее технологичные и производительные.

4.4.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СУШИЛЬНЫХ КАМЕР

На конструкцию и габариты камер распылительных сушилок влияют интенсивность

теплообмена между сушильным агентом и диспергированным материалом, скорость и траектории движения капель и частиц, интенсивность тепломассообмена внутри капли и частицы, а также отложение материала на стенках камеры [6, 26].

Расчеты промышленных установок выполняются обычно в два этапа — на стадии проектирования и на стадии аппаратурного конструирования. На стадии проектирования необходимо установить расходы энергии, сушильного агента, основные размеры сушильной камеры (диаметр, высоту). В этом случае целесообразно использовать методики расчета, учитывающие влияние лишь основных из указанных в п. 4.4.4 факторов. На стадии аппаратурного конструирования при разработке новых высокоэффективных сушильных установок необходима подробная информация о движении капель и сушильного агента в камере и влиянии отдельных теплотехнических и конструктивных факторов на процесс сушки и габариты установки. В этом случае необходимо пользоваться сложными расчетно-аналитическими методиками.

Рассматриваемая ниже методика расчета сушильной камеры распылительной установки соответствует стадии проектирования.

Расчет состоит из двух частей: 1) расчета статистики сушки по формулам (4.13) — (4.23),

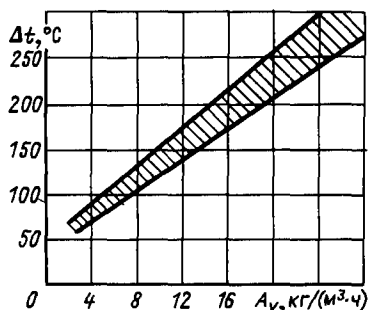


Рис. 4.64. Зависимость $\bar{A}_v = f(\Delta t)$ для сушилок с дисковым распылом

в результате которого аналитически устанавливают расходы сушильного агента и теплоты; 2) расчета габаритов сушильной камеры.

При расчете габаритов существенное значение имеет выбираемый тип распыливающего устройства и сушильной камеры.

Сушильная камера с центробежно-дисковым распылом. Определение рабочего объема, а также диаметра камеры D и ее высоты H производят на основе экспериментальных данных для производительности 1 м^3 рабочего объема камеры по испаренной влаге A_v , $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$, полученных НИИхиммаш и представленных на рис. 4.64.

Заштрихованная на рис. 4.64 область значений A_v соответствует номинальным режимам работы сушилок; разность температур

$$\Delta t = \frac{t_1 + t_2}{2} - t_{\text{м.т.}}$$

где $t_{\text{м.т.}}$ — температура мокрого термометра, определяемая по эмпирическому соотношению [33]

$$t_{\text{м.т.}} = 102 \left(\frac{622d_2}{622 + d_2} + 0,5t_2 \right) - 135,5,$$

которое с погрешностью 5 % справедливо в области $t_{\text{м.т.}} = 15 \div 75^\circ \text{C}$.

Объем сушильной камеры

$$V = W/A_v.$$

Исходя из условия $D \leq (2,2 \div 2,5) R_\phi$, определяют диаметр D камеры и ее высоту H .

При расчете R_ϕ используют (4.25) и (4.28).

В дисковых распылительных камерах, в которых факел распыла расположен в горизонтальной плоскости, обычно отношение высоты к диаметру камеры составляет $H/D = 0,8 \div 1,0$, а расстояние от верхнего перекры-

тия камеры до уровня диска $1,0 \div 1,5 \text{ м}$ [6]. По найденным значениям D и H выбирают из табл. 4.49 необходимый типоразмер камеры.

Сушильная камера с форсуночным распылом. Приближенный расчет габаритов камеры с форсуночным распылом проводят аналогично рассмотренному выше для камер с центробежно-дисковым распылом. По Δt на рис. 4.49 определяют A_v , а затем по известному количеству испаренной влаги W находят объем камеры. По объему камеры с помощью табл. 4.49 выбирают типоразмер и диаметр сушильной камеры.

Более точно размеры сушильной камеры при форсуночном распыле определяют по методике М. В. Лыкова [26].

Объем сушильной камеры

$$V = \frac{W(2493 + 1,97t_2 - 4,19\theta_1) + G_2c_2(\theta_2 - \theta_1)}{\alpha_v \Delta t_{\text{ср}}},$$

где α_v — объемный коэффициент теплоотдачи, $\text{кВт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$; $\Delta t_{\text{ср}}$ — температурный напор между сушильным агентом и материалом, $^\circ \text{C}$; G_2 , c_2 , θ_1 и θ_2 — соответственно расход, $\text{кг}/\text{с}$, удельная теплоемкость, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, начальная и конечная температуры высушенного материала, $^\circ \text{C}$.

Для форсуночных камер α_v может быть рассчитан по формуле [26]

$$\alpha_v = 1,84 \cdot 10^{-3} \frac{\lambda_r G_2}{\rho_2 F_k (\delta_{3,2}^{1,6} (u_b \pm u_r)^{0,8}}), \quad (4.29)$$

где λ_r — теплопроводность сушильного агента при средней его температуре в камере, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$; F_k — площадь поперечного сечения камеры, м^2 ; u_b и u_r — скорости витания частиц и сушильного агента в камере, $\text{м}/\text{с}$; $\delta_{3,2}$ — средний объемно-поверхностный диа-

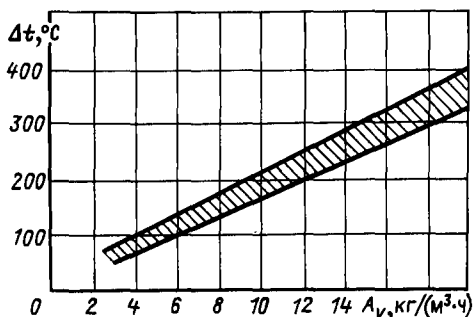


Рис. 4.65. Зависимость $A_v = f(\Delta t)$ для сушилок с форсуночным распылом

метр высушенных частиц, м; ρ_2 — плотность частиц, кг/м³.

Формула (4.29) получена в результате обобщения экспериментальных данных в диапазоне $G_2 = 10 \div 900$ кг/ч, $\delta_{3,2} = (46 \div 168) \cdot 10^{-6}$ м, $u_r = 0,2 \div 0,35$ м/с, $u_b = 0,06 \div 0,25$ м/с, $t_1 = 117 \div 600$ °С, $V = 9,45 \div 217$ м³, $F_k = 4 \div 29$ м².

В расчетах по (4.29) необходимо предварительно задаваться значением F_k с последующей ее проверкой по полученным габаритам камеры.

Температурный напор между сушильным агентом и материалом определяют с учетом изменения их температур в процессе сушки:

$$\Delta t_{cp} = \Delta t_1 (1 - \chi) + \Delta t_2 \chi.$$

Температурные напоры в первом периоде Δt_1 и во втором периоде Δt_2 :

$$\Delta t_1 = (t_1 - t'_2) / \left(\ln \frac{t_1 - t_{m.т}}{t'_2 - t_{m.т}} \right);$$

$$\Delta t_2 = [(t'_2 - t_{m.т}) - (t_2 - \theta_2)] / \left(\ln \frac{t'_2 - t_{m.т}}{t_2 - \theta_2} \right),$$

где $t'_2 = t_1 - (t_1 - t_2) \frac{d'_2 - d_0}{d_2 - d_0}$ — температура сушильного агента, соответствующая окончанию первого периода; χ — отношение времени сушки в первом и втором периодах.

Влагосодержание сушильного агента в

конце первого периода сушки

$$d'_2 = \frac{(d_2 - d_0)(w_1 - w_r)(100 + w_2)}{(w_1 - w_2)(100 + w_r)} + d_0.$$

Расчет d_2 с учетом схемы движения сушильного агента и величины Λ проводят по (4.22).

Для определения χ используют формулу

$$\chi = \left(1 + \frac{t'_2 + t_2}{t_1 + t'_2} \frac{w_1 - w_2}{w_r - w_p} \frac{1}{\ln \frac{w_r - w_p}{w_2 - w_p}} \right)^{-1}.$$

Для сушильных камер с форсуночным распылом $H/D = 1,5 \div 2,5$.

Распылительные сушилки применяются в технологических линиях по производству пищевых продуктов, медицинских препаратов, минеральных удобрений и т. д.

Вальцеленточные сушилки (рис. 4.66) относятся к комбинированным установкам непрерывного действия, предназначенным для формования и сушки взрыво- и пожаробезопасных пастообразных материалов с начальной влажностью не более 75 % [18, 26].

Сушилка состоит из вальцевой части, в которой осуществляется формование и предварительная подсушка материала в канавках трапециевидального сечения, нанесенных на поверхность вальца, и ленточной части, в которой материал досушивается до требуемой конечной влажности.

Характеристики вальцевой и ленточной

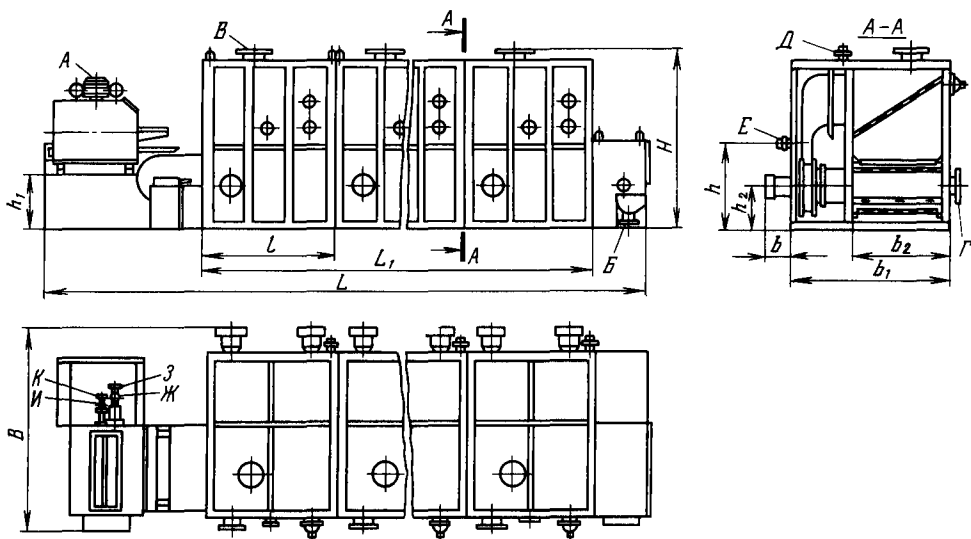


Рис. 4.66. Вальцеленточная сушилка

Таблица 4.51. Вальцеленточные

Типоразмер	Вальцевая часть сушилки				
	Диаметр вальца, мм	Длина вальца, мм	Частота вращения, об/мин	Мощность электро-двигателя привода вальца, кВт	Масса, кг
СВЛ $\frac{400}{400}$	400	400	0,25—0,6	1	1380
СВЛ $\frac{600}{800}$	600	800		1	2720
СВЛ $\frac{600}{1200}$	600	1200	0,14—0,35	1	2950
СВЛ $\frac{800}{1200}$	800	1200		1	3100
СВЛ $\frac{1000}{1600}$	1000	1600	0,1—0,25	1,7	3400
СВЛ $\frac{1000}{2000}$	1000	2000		1,7	4000
СВЛ $\frac{1600}{2000}$	1600	2000	0,125—0,333	3	7500

* Длина сушилок приведена при наименьшем и наибольшем числах секций в ленточной части сушилок.

частей сушилок, выпускаемых Глазовским заводом химического машиностроения, приведены в табл. 4.51.

4.4.6. СУШКА ТВЕРДЫХ ДИСПЕРСНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Сушка твердых дисперсных материалов, имеющая широкое распространение в различных отраслях народного хозяйства, осуществляется в сушилках плотного слоя (шахтных, ленточных, валковых, турбинных), в сушилках с полувзвешенным состоянием сушеного материала (барабанных, трубчатых, кипящего, виброкипящего слоя, аэрофонтан-

ных) и в сушилках взвешенного слоя (трубах-сушилках, циклонных и т. п.). Преимущества и недостатки, конструкции сушильных установок, области их наиболее эффективного применения, методы теплового и конструктивного расчетов изложены: шахтных — в [26], валковых, турбинных — в [18, 26], трубчатых — в [26, 43], кипящего слоя и аэрофонтанных — в [10, 26], виброкипящего слоя — в [26, 45].

Ленточные сушилки (рис. 4.67) представляют собой аппараты непрерывного действия, прямоугольной формы, на рабочем полотне ленточного транспортера которых расположен слой сушимый зернистый, кусковой, волокнистый материал. Исключение составляют тон-

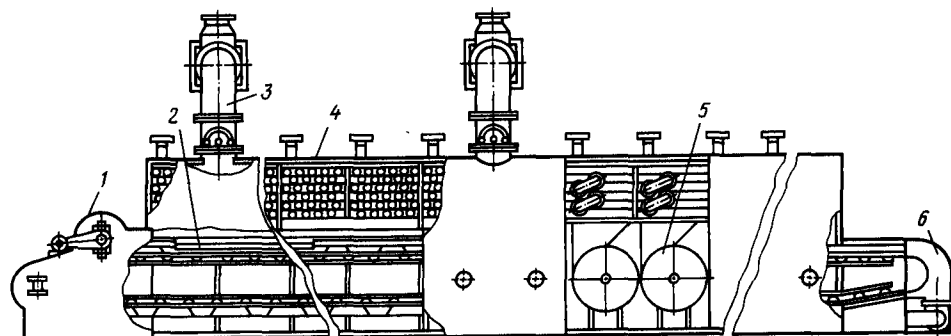


Рис. 4.67. Схема ленточной сушилки:

1 — загрузочный шнек; 2 — лента; 3 — вытяжка; 4 — калорифер; 5 — вентилятор; 6 — шнек разгрузочный

сушилки (ОСТ 26-01-12-85)

Ленточная часть					Габариты сушилки, мм		
Длина секции, мм	Количество секций	Скорость движения, м/ч	Мощность электро-двигателя привода ленты, кВт	Масса, кг	Ширина	Длина*	Высота
1000	3—8	1,5—9	1	1200	1675	5580—10 530	1795
2000	3—8			3120	2825	9260—19 260	2480
2000	3—8			3200	3025	9460—19 460	2480
2000	3—8			3400	3025	9460—19 460	2720
2000	3—10	4—23	1,7	4500	3225	9860—23 860	2920
2000	3—10			5500	3625	10 260—24 260	2920
2000	3—10			5500	3850	10 260—24 260	2920

Примечание. Цифры в типоразмере: диаметр (числитель) и длина (знаменатель) вальцов, мм.

кодисперсные пылящие материалы, так как пыль проваливается сквозь рабочее полотно и оседает на калориферах. Для нагрева и циркуляции сушильного агента в сушилке размещены калориферы и вентиляторы. В качестве сушильного агента используются воздух и топочные газы с температурой не более 400 °С. Сушилку СЛ-2800 комплектуют топкой. В остальных сушилках используют паровые калориферы с давлением пара не более 0,785 МПа.

Циркуляция сушильного агента происходит в поперечном сечении камеры сквозь слой материала сверху вниз. Возможны направления снизу вверх, попеременные в разных зонах установки, вдоль транспортера прямогоком и противотоком. Скорость движения сушильного агента — не более 1,5 м/с. Ленточные сушилки в зависимости от требуемой производительности и температурного режима выполняют секционными. Достоинством ленточных и конвейерных сушилок применительно к сушимым материалам является их универсальность.

Для сушки дисперсных материалов в полувзвешенном слое наиболее широкое распространение получили барабанные сушилки (рис. 4.68) благодаря большой производительности единичного агрегата, надежности в эксплуатации, тепловой экономичности [26, 32, 43].

Для интенсификации тепломассообмена внутри барабана устанавливают насадки:

в передней части по ходу материала — приемно-винтовую, а далее — основную. В качестве основной насадки используют лопастную, секторную или их комбинацию (табл. 4.52).

Барабанные сушилки по ГОСТ 11875-73 и ОСТ 26-01-147-82 (табл. 4.53) выпускают комплектно бердичевский завод химического машиностроения «Прогресс» (диаметром 1000—2200 мм) и Уральский завод химического машиностроения (диаметром 2500—3500 мм).

В качестве исходных данных для теплового расчета барабанных сушилок задают вид, начальную w_1 и конечную w_2 влажности материала, производительность по высушенному продукту G_2 , температурный режим сушки. В табл. 4.54 приведены температурные режимы сушки некоторых материалов.

Статику сушки рассчитывают при известной схеме движения сушильного агента аналитически по (4.16) — (4.23).

Внутренний диаметр барабана

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4I_{c,a}W}{\pi(1-\varphi)\vartheta''_r} \frac{R_{c,a}T_2 \left(A + d_2 \frac{M_b}{M_n} \right)}{P_6}}$$

где W — количество испаряемой влаги, кг/с; $I_{c,a}$ — удельный расход сушильного агента, кг/кг влаги; T_2 , d_2 , ϑ''_r — абсолютная температура, К, влагосодержание, кг влаги/кг су-

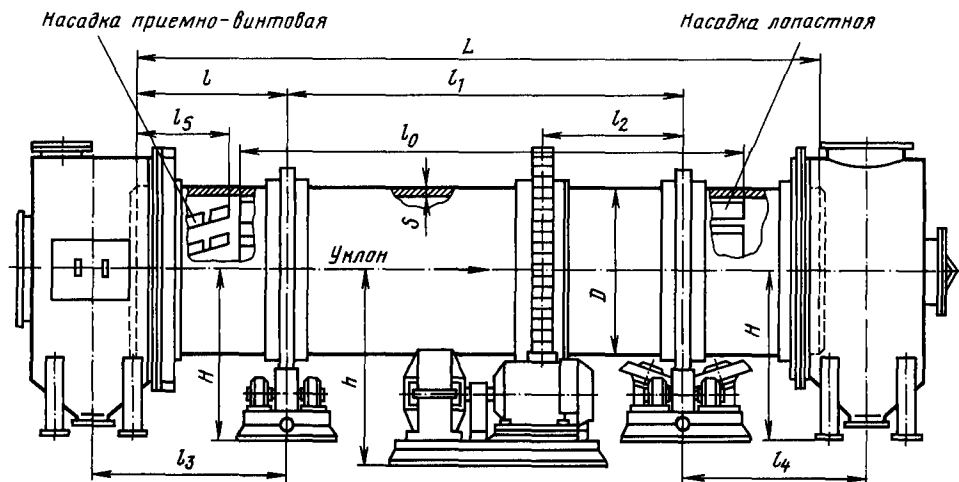


Рис. 4.68. Барабанная атмосферная сушилка

Таблица 4.52. Области применения различных внутрибарабанных устройств

Диаметр барабана D , мм	Сушимый материал		Тип основной насадки
	Сыпучесть	Размер $d_{кр}$, мм	
1000—1600	Хорошая	Не более 8	Секторная
1000—2200	Материал склонен к налипанию, после подсушки сыпучесть хорошая	Свыше 8 —	Лопастная В передней части лопастная, далее — секторная
2500—2800	Любая	Не ограничивается	На длине 2 м лопастная, далее секторная

Таблица 4.53. Барабанные

Габариты барабана, м		Толщина стенки барабана, мм	Частота вращения, об/мин	Тип основной насадки				
Диаметр	Длина				l_0 , м	l , м	l_1 , м	
1	4 6	5	4,06/5,06/8,12	Лопастная и секторная	3	0,85	2,3	
					5	1,25	3,5	
1,2	6	6			5	—	—	
	8				7	1,65	4,7	
	10				9	2,05	5,9	
1,6	8	8	3,2/4,3/6,4		7	1,65	4,7	
	10				9	2,05	5,9	
	12				11	2,50	7,0	
2,0	8	10			6	1,65	4,7	
	10				8	2,05	5,9	
	12			10	2,50	7,0		
2,2	10	12		9	2,05	5,9		
	12			11	2,50	7,0		
	14			12	2,90	8,2		
	16			14	3,35	9,3		

* Только для прямоточных сушилок с топками.

шнльного агента, и максимально допустимая скорость газа на выходе (табл. 4.55), м/с; P_6 — барометрическое давление в сушилке, Па; $R_{c.a.}$ — газовая постоянная сушильного

агента, Дж/(кг·К); M_a , M_n — молекулярные массы сушильного агента и пара, кг/моль; φ — коэффициент заполнения барабана (табл. 4.56); A — коэффициент влия-

Т а б л и ц а 4.54. Температурные режимы суши (ГОСТ 26-01-45-88)

Материал	Влажность материала, %		Средний по массе размер частиц d_{cp} , мм	Температура сушильного агента, °C	
	w_1	w_2		t_1	t_2
Аммоний серпокислый	3,5	0,4	4	85	40
Глина огнеупорная	9,0	0,7	1,5	800—1000	70—80
Жом свекловичный	84,0	12,0	—	170—150	90
Зерно (пшеница)	16—18	12,0	1,5	250—350	60—70
Известняк	10—15	1,5	7,5	800—1000	80
Каолин	27,0	0,7	—	800—1000	70
Концентрат пиритовый	13—16	0—1,0	0,5	600—700	90
Концентрат флотационный	18,0	2,0	0,3	600—700	100—120
Лигнин	53—60	28—35	25	800—900	80—100
Лузга кукурузная	68,0	12,0	1,5	300	100
Опилки	40—50	15,0	1,5	350	60
Песок речной	4—8	0,05	1,75	300	90
Руда железная	6,0	0,5	0—50	900	30
Руда фосфоритная	13—15	1,0—2,5	0—4,0	800	80
Сланец горючий	38	12,0	0—40	600—800	90
Соль поваренная	4—10	0,2	—	250	70
Суперфосфат гранулированный	22	6,0	1,27	750	120
Уголь каменный	7—16	0,5—1,0	0—10	850	80—100
Торф фрезерный	50	20	0—10	500	80

сушилки

Основные размеры (рис. 4.68)

l_2 , м	l_3 , м	l_4 , м	l_5^* , м	H , мм	H_1^* , мм	h , мм	Число лопастей насадки z
0,8	1,05	1,030	0,5	967	1120	1155	6
	1,45	1,430					
0,9	1,475	—	0,6	1160	1220	1275	8
	1,875	1,830					
	2,275	2,230					
1,1	1,875	1,900	0,8	1453	1420	1770	12
	2,275	2,300					
	2,725	2,750					
1,2	1,925	1,960	1,4	1783	1620	2010	14
	2,325	2,360					
	2,775	2,810					
1,3	2,325	2,375	1,4	1892	1720	2070	16
	2,775	2,825					
	3,175	3,225					
	3,625	3,675					

Таблица 4.55. Максимально допустимая скорость газа на выходе из сушилки

Кажущаяся плотность материала ρ_m , кг/м ³	Скорость газа, м/с, при среднем диаметре частиц		
	менее 0,3 мм	0,3—2,0 мм	свыше 2,0 мм
600	0,5	0,5—1,0	1,0—3,0
1500	2,0	2,0—5,0	5,0—8,0
2000	3,0	3,0—7,5	8,0
2500	4,0	4,0—10,0	10,0
Свыше 2500	5,0	5,0—12,0	13,0

Таблица 4.56. Оптимальные значения параметров, характеризующих эффективность работы основной насадки сушилок

Насадка	Диаметр барабана D , мм	Угол поворота барабана при полном ссыпании материала β , рад	Коэффициент заполнения материалом ϕ	Средняя высота падения частиц h_{cp} , м	Площадь поперечного сечения материала на лопасти при выходе из завала $F_{пл}$, м ²	Суммарная длина отрезков в поперечном сечении барабана, соответствующих	
						поверхности соприкосновения газа с материалом S_m , мм	«оголенной» поверхности $S_{ог}$, м
Лопастная	1000	140	0,15	0,617	0,0348	1,19	4,16
	1200			0,741	0,0502	1,43	4,99
	1600			1,080	0,0398	3,11	8,33
	2000			1,045	0,0596	3,43	9,10
	2200			1,345	0,0695	3,90	11,00
	2500	120	0,18	1,545	0,0745	4,48	12,60
	2800			1,590	0,0680	4,62	14,10
	1000		0,25	0,150	0,0033	2,70	7,90
	1200			0,191	0,0135	3,23	9,50
	1600			0,245	0,0238	4,31	12,70
Секторная	2000		0,21	0,344	0,0137	4,92	15,40
	2200			0,398	0,0382	6,05	17,40
	2500	0,25	0,25	0,452	0,0494	6,86	19,80
	2800			0,439	0,0532	7,78	22,50

ния избытка воздуха (в случае сушки топочными газами), выбираемый в зависимости от коэффициента избытка воздуха и приведенный ниже:

$\alpha_{изб}$	1,0	1,5	2,0
A	0,931	0,950	0,963

Продолжение

$\alpha_{изб}$	2,5	3,0	3,5	> 3,5
A	0,973	0,981	0,986	1,0

В зависимости от диаметра барабана, свойств и размера частиц сушимого материала выбирают тип насадочных устройств (табл. 4.56). Длина барабана

$$L_6 = \frac{4 \sqrt{V_6}}{\pi D_{вн}^2} \quad (4.30)$$

Необходимый объем барабана

$$V_6 = \frac{1,2Q}{\alpha_v \Delta t_{cp}} \quad (4.31)$$

где Q — теплота, передаваемая сушильным агентом сушимому материалу и включающая затраты теплоты на испарение и нагрев материала, Вт; Δt_{cp} — среднелогарифмический температурный напор, К; α_v — коэффициент теплоотдачи, отнесенный к объему барабана, Вт/(м³·К).

Коэффициент теплоотдачи α_v учитывает три способа передачи теплоты материалу: конвекцией к частицам, падающим с различных частей насадки барабана в его нижнюю часть, α'_v ; конвекцией к поверхности материала на лопастях насадки и в нижней части барабана α''_v ; теплопроводностью от оголенной, не за-

нятой сушимым материалом поверхности барабана и насадки, омываемой сушильным агентом к материалу, α_v''' .

С учетом рассчитанного диаметра $D_{вн}$ и геометрических характеристик выбранного типа насадки определяют:

$$\alpha_v' = \frac{0,78 (\omega F_{м.л})^{0,2} \rho^{0,8} z h_{ср}^{1,1} \lambda_r}{\delta_{п.ср}^{0,7} D_{вн}^2} \times$$

$$\times \left(\frac{\rho_{вн}}{\rho_m} \right)^{0,2} \left(\frac{v_r}{v_r} \right)^{0,5} \times$$

$$\times \left\{ \frac{\omega F_{м.л}}{\beta \sqrt{S_m g \sin \psi \left(1 - \frac{\xi}{\tan \psi} \right)}} + \right.$$

$$\left. + h_{ср} \tan [3,75 + 0,316 (\rho_{вл} v_{ср})^2]^{0,8}; \right.$$

$$\alpha_v'' = \frac{0,343 \lambda_r z^{0,33}}{D_{вн}^2} \left(\frac{v_r S_m}{v_r} \right)^{0,66};$$

$$\alpha_v''' = \frac{(6,5 + 4,46 \rho_{вл} v_{ср}) S_{ог}}{D_{вн}^2},$$

где $\rho_m, \rho_n, \delta_{п.ср}$ — истинная и насыпная плотности, кг/м^3 , и среднеповерхностный диаметр частиц, мм ; $\rho_{вл}, \lambda_r, v_r, v_{ср}$ — соответственно плотность, кг/м^3 , теплопроводность, $\text{Вт/(м} \cdot \text{К)}$, кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$, и скорость сушильного агента, м/с , взятые при средних температуре и влагосодержании; $\varphi, F_{м.л}, S_m, S_{ог}$ — характеристики эффективности работы насадки (табл. 4.56); z, ω — число лопастей насадки и частота вращения бара-

бана, об/мин (табл. 4.53); ξ, ψ — коэффициент трения скольжения и угол естественного откоса материала, град ; $v_r = \sqrt{v_{ср}^2 + 2,21 h_{ср}}$ — средняя скорость движения сушильного агента относительно падающих частиц, м/с .

Для дальнейших расчетов принимают по табл. 4.53 длину барабана L_6 , ближайшую большую рассчитанной по (4.30) и (4.31).

Так как при расчете статистики сушки и соответственно удельного расхода сушильного агента l_c а потерей теплоты в окружающую среду задаются, то следует это значение проверить с учетом реальных габаритов барабана и при необходимости повторить расчет [26, 32, 43]. При расчете $D_{вн}$ задаются коэффициентом заполнения φ . Расчетный коэффициент

$$\varphi' = \frac{G_2 + 0,5W}{V_6 D_{вн} \omega^{0,7}} \left[\frac{71,28 (l_1 + l_2)}{19,63 \tan \kappa \pm \frac{\rho_{вл} v_{ср}^{1,7}}{\rho_m \delta_{м.ср}}} + \right.$$

$$\left. + \frac{367,6 l_3}{58,04 \tan \kappa \pm \frac{\rho_{вл} v_{ср}^{1,6}}{\rho_m \delta_{м.ср}}} \right],$$

где l_1, l_2, l_3 — длины приемно-винтовой, лопастной и секторной насадок (табл. 4.53), м ; κ — угол наклона барабана, принимаемый в пределах 2—4 град.

При $\varphi' < 0,8 \varphi$ или $\varphi' > 1,1 \varphi$ расчет повторяют, задаваясь другим углом наклона κ .

Барабанная контактная сушилка СБК-1, 4-4 [18] (рис. 4.69) предназначена также для сушки дисперсных материалов, но без непосредственного контакта их с теплоносителем.

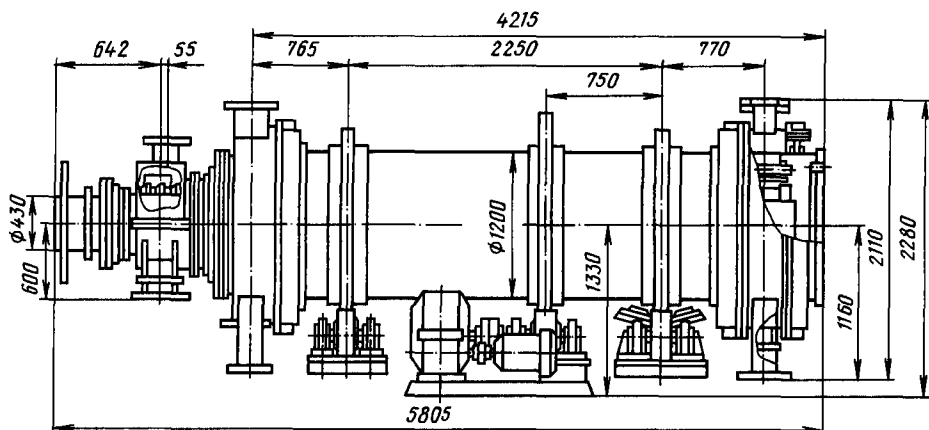


Рис. 4.69. Барабанная контактная сушилка СБК-1, 4-4

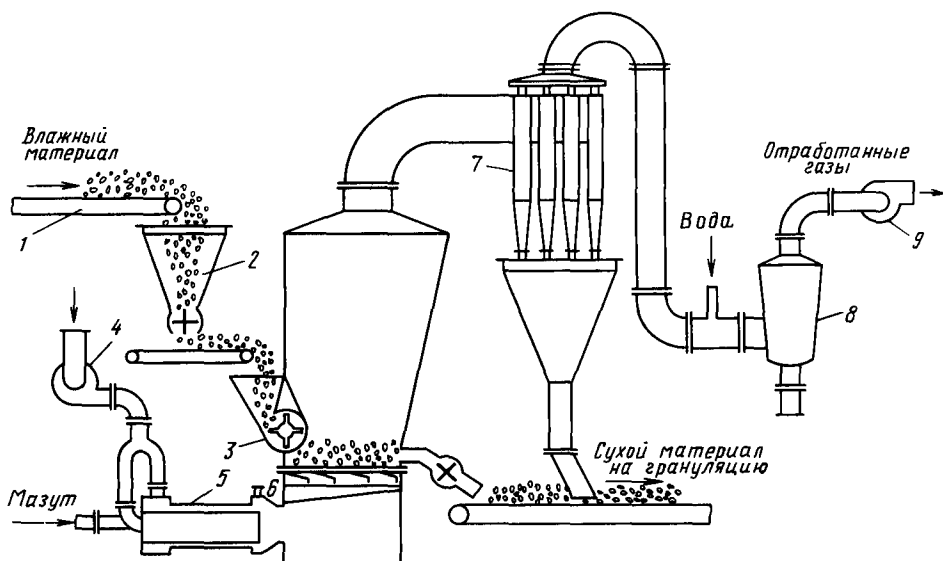
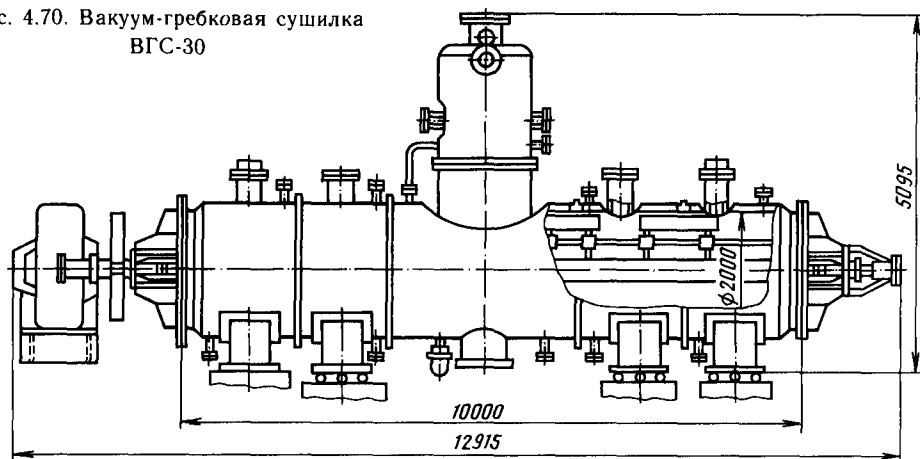
Рис. 4.70. Вакуум-гребковая сушилка
ВГС-30

Рис. 4.71. Схема сушильной установки для сушки твердого дисперсного материала:

1 — транспортер; 2 — дозатор; 3 — забрасыватель; 4 — дутьевой вентилятор; 5 — топка; 6 — газораспределительная решетка; 7 — батарейный циклон; 8 — скруббер; 9 — дымосос

Исходный продукт подается съемным шнеком, расположенным на центральной трубе сушилки, в межтрубное пространство. Теплоноситель поступает в центральную трубу и затем в паровые трубы, обогревая их. При вращении барабана продукт пересыпается, соприкасаясь с нагретыми поверхностями труб, и высыхает. Сушилка имеет три камеры: для загрузки продукта, для разгрузки продукта и отсоса паров и для отвода теплоносителя.

Вакуум-гребковая сушилка (рис. 4.70) представляет собой горизонтальный барабан с плоскими крышками. Внутри барабана на-

ходится обогреваемый гребковый механизм, лопасти которого перемешивают материал во время сушки и транспортируют его к выходному штуцеру в процессе выгрузки. Обогрев производится горячей водой или паром, поступающими в рубашку и систему греющих труб гребкового механизма. При сушке в кипящем слое вследствие развитой поверхности тепло- и массообмена объемный коэффициент теплоотдачи достигает 6000—12 000 Вт/(м³·К); для барабанных сушилок он составляет не более 600 Вт/(м³·К).

Сушилки с кипящим или псевдоожижен-

Т а б л и ц а 4.57. Классификация тепловых сушилок со взвешенным слоем материала по области их применения

Назначение сушилок	Наименование и условное обозначение аппарата	Характеристика материалов	Примеры высушиваемых материалов
Сушка дисперсных материалов, материалы первой группы (п. 4.4.1)	Циклонная сушилка (ЦС) (рис. 4.72, а)	Хорошо сыпучие непористые или широкопористые со свободной или слабосвязанной влагой	Полистиролы блочные (ПСБ, ПСБС), сополимер стирола с дивинилбензолом
	Одноступенчатая труба-сушилка (ТС-1) (рис. 4.72, б)	Сыпучие широкопористые со свободной или слабосвязанной влагой	Минеральные соли (хлористый калий, кремнефтористый аммоний), фармпрепараты
	Двухступенчатая труба-сушилка (ТС-2) (рис. 4.72, в)	Сыпучие с переходными порами (до 8 нм) со свободной и связанной влагой	Суспензионный поливинилхлорид, фармпрепараты
То же, материалы второй группы (п. 4.4.1)	Комбинированная циклонная сушилка (КЦС) (рис. 4.72, г)	Высоковлажные с переходными порами (до 6 нм) со свободной и связанной влагой	Полистиролы ПС-СУ ₂ , ПС-С, сополимер МС, сополимер А-15, сополимер формальдегида, резотропии, перборат натрия, сульгин, поливинилбутираль, наftenаты алюминия, стеараты
	Комбинированная аэрофонтанная сушилка (КАС) (рис. 4.72, д)	Высоковлажные с переходными порами (до 6 нм) со свободной и связанной влагой, проявляющие адгезионно-когезионные свойства	
То же, материалы третьей группы и первой подгруппы четвертой группы	Вихревая сушилка (ВС) (рис. 4.72, е)	Тонкопористые дисперсные с порами до 4 нм, содержащие свободную и связанную влагу	Эмульсионный полистирол, сополимер МСН, сополимер ВХВД-40, пресс-порошки, волокнит, витаминные препараты
	Сушилка с виброкипящим слоем (ВКС) (рис. 4.72, ж)	Плохоожигаемые с размерами пор до 2 нм, содержащие свободную или связанную влагу (размер частиц менее 1 мм)	Поливинилацетат, адипиновая кислота, хлоркаучук, меланитполиолефины (полиэтилен, полипропилен, сополимеры)
Сушка агрегированных материалов	Одноступенчатая труба-сушилка с дезагрегатором (ТСИ-1) (рис. 4.72, з)	Относительно непрочные агрегаты из широкопористых дисперсных частиц со свободной влагой	Карбоксиметилцеллюлоза, диацетатцеллюлоза, триацетатцеллюлоза
	Вихревая сушилка с измельчителем (СВИ) (рис. 4.72, и)	Прочные агрегаты из широкопористых дисперсных частиц со свободной и связанной влагой	Биэдрот, свекловичный жом, культура плесневого гриба
Сушка паст, суспензий и растворов	Сушилка с кипящим слоем периодического действия (КСП) (рис. 4.72, к)	Комкующиеся материалы, густые пасты, обладающие ярко выраженными адгезионно-когезионными свойствами	Пастообразные и комкующиеся материалы малотоннажных производств химических реактивов, анилино-красочной и химико-фармацевтической промышленности

ным слоем материалов (рис. 4.71) обладают следующими достоинствами: большие количества теплоты передаются в единице объема слоя за счет развитой поверхности материала, слой изотермичен по высоте и ширине, широк спектр состояния сушимых материалов: дисперсные, пастообразные, жидкие (табл. 4.57). Показатели работы сушилок кипящего слоя приведены в табл. 4.58.

При большом разнообразии сушилок с кипящим слоем все они имеют один общий элемент — газораспределительное устройство, представляющее собой решетку, которая обеспечивает равномерный подвод сушильного агента к слою, а также поддерживает материал при отсутствии потока сушильного агента.

Подачу влажного материала, как правило, производят в верхней части сушилки, а отвод — в нижней, на уровне газораспределительной решетки. Однокамерные сушилки могут быть цилиндрическими, прямоугольными, с постоянным или увеличивающимся сечением по высоте. Многокамерные сушилки имеют вертикальное или горизонтальное расположение камер. В многокамерных сушилках достигается большая тепловая экономичность и равномерность сушки материала.

При выборе рационального аппаратного оформления сушилок с кипящим слоем рекомендуется ориентироваться на данные табл. 4.59.

Количество испаряемой влаги в расчете

Т а б л и ц а 4.58. Показатели работы сушилок кипящего слоя

Материал	Влажность, %		Температура сушильного агента, °C		Производительность, т/ч	Площадь решетки, м ²	Скорость газов, м/с
	w_1	w_2	t_1	t_2			
Доломит	3	0	500	—	125	2,4	—
Нефелиновый концентрат	15	0,5	850	100	15	6,0	—
Никелевый концентрат:							
шихта	26	6—8	280	60	3	—	3,5
гранулы	15	2	250	75	130	14,0	4,5
Песок:							
литейный	5	0	800	110	7	3,0	2,5
стекольный	3,4—4,3	0,1	310	100	5,1—8	3,6	—
Уголь энергетический	16—27	15—20	130	70	10	6,24	1,6
Сахар (песок)	1,2	0,04	70	30	1	—	—
Свинцовая пульпа	66	0	500	150	18	1,8	1,7—2,0
Себаценовая кислота	12	0,1	120	—	0,4	1,5	0,6
Соевые бобы	14,6	8	170	95	1,5	1,0	2,6
Сульфат аммония	2	0,28	114	—	2,27	—	0,5
Сульфат магния	50	1—2	850	165	1,56	1,15	—
Пшеница	12	2,9	235—600	60—120	62	6,4	—
Хлористый калий	4,5	0,1—0,2	650—700	125	100	8	1,5
Цинковый купорос	—	—	950	130	—	0,8	3

Т а б л и ц а 4.59. Типовой ряд аппаратов КС (ЛенНИИГИПРОхим)

Площадь решетки, м ²	Высота аппарата, м	Максимальный расход воздуха, м ³ /ч	Максимальный расход топлива	
			Природный газ, м ³ /ч	Мазут, кг/ч
1,0	7,0	10 000	300	270
2,0	9,0	20 000	600	540
4,0	11,0	40 000	1200	1080
6,0	13,0	60 000	1800	1620
8,0	15,0	80 000	2400	2160
10,0	16,0	100 000	3000	2700

П р и м е ч а н и е. Максимальный расход топлива соответствует температуре под решеткой 700 °C и установке одной горелки в топке. Для расхода воздуха более 60 000 м³/ч требуется установка двух горелочных устройств. Объемы воздуха и газа отнесены к нормальным условиям.

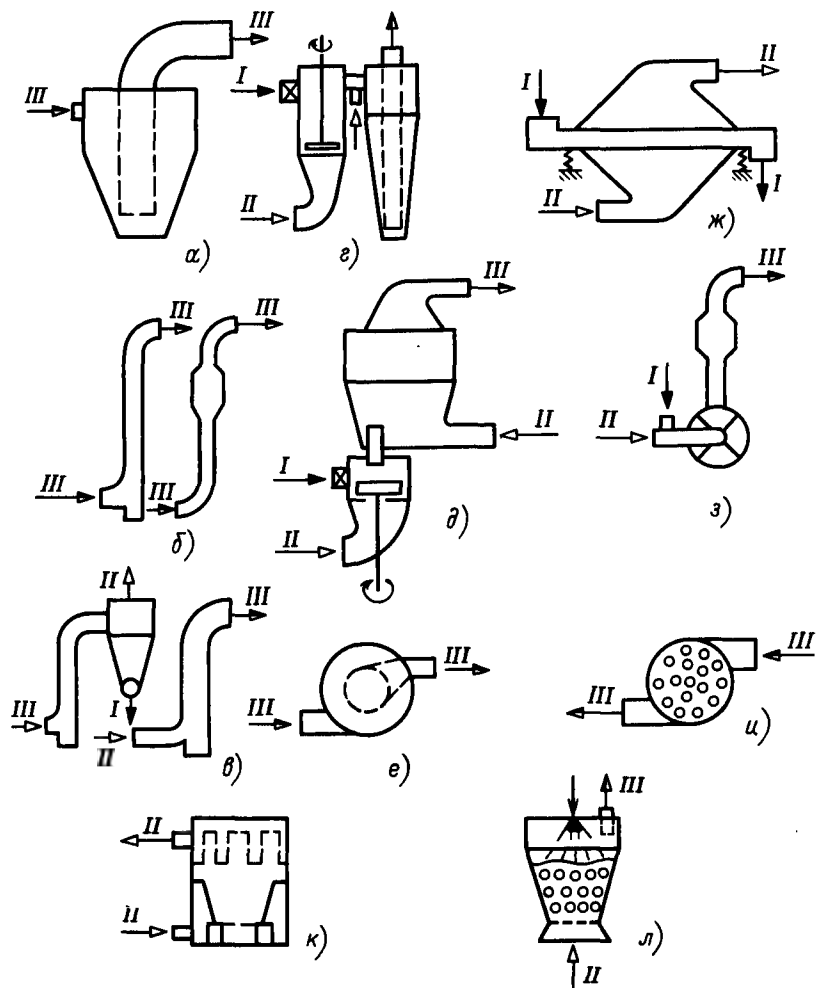


Рис. 4.72. Схемы сушилок со взвешенным слоем:

а — циклонная; б — одноступенчатая труба-сушилка; в — двухступенчатая труба-сушилка; г — комбинированная циклонная; д — комбинированная аэрофонтанная; е — вихревая; ж — с вибрирующим слоем; з — одноступенчатая труба-сушилка с дезагрегатором; и — вихревая с измельчителем; к — с кипящим слоем периодического действия; л — с фонтанирующим слоем инертного носителя; I — поток газа; II — смешанные потоки; III — поток материала

на 1 м^2 газораспределительной решетки имеет широкие пределы — от 60 до 3000 $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Недостатком сушилок с кипящим слоем является повышенный расход сушильного агента [10, 26].

Сушилки с вибрирующим слоем (рис. 4.72, табл. 4.60), движение частиц материала в которых происходит в основном за счет механических воздействий, обладают лучшими показателями, чем установки с кипящим слоем. Вибрационные воздействия передаются материалу при вибрировании всей сушильной

камеры или путем помещения в слой вибрирующих перегородок.

Для конвективной сушки сыпучих дисперсных материалов с диаметром частиц до 1—3 мм НИИХиммаш разработаны комбинированные сушилки [18]. В качестве первой ступени комбинированные установки включают подсушиватель I (рис. 4.73) кипящего слоя с механической мешалкой лопастного типа, предназначенный для удаления, как правило, свободной влаги. В качестве второй ступени используется циклонная сушилка II (сушилка

Т а б л и ц а 4.60. Сушилки с вибрирующим слоем

Показатель	Типоразмер установки			
	ВКС-0,14	ВКС-0,6	ВКС-2,6	ВКС-8,0
Производительность по испаренной влаге, кг/ч	До 10	До 20	До 100	До 400
Количество подводимой теплоты, кВт	14	29	140	580
Площадь газораспределительной решетки, м ²	0,14	0,6	2,6	8,0
Габариты, мм:				
длина	1500	3200	4000	6900
ширина	900	1200	1200	1900
высота	2300	2600	1150	2160
Параметры вибрации:				
амплитуда, мм	0,5—0,6	1,0—2,0	1,0—1,5	0,5—1,0
частота, рад/с	145	145	300	300
угол вибрации, град	45—90	45—90	80	80

КЦ) или аэрофонтанная (сушилка КА). В ней осуществляется удаление связанной влаги.

Влажный дисперсный материал шнековым питателем непрерывно подается сверху в кипящий слой подсушивателя I. Сушильный агент, подводимый в первую ступень, вместе с подсушенными частицами, выносимыми из кипящего слоя, поступает во вторую ступень. Туда же подается дополнительное количество

сушильного агента. Сушильный агент и частицы, поступившие в циклонную сушилку, движутся по спирали вниз и далее по центральной трубе пневмотранспортом в систему пылеулавливания. В аэрофонтанной сушилке частицы и основной и дополнительный потоки сушильного агента поступают в узкую часть аппарата.

4.4.7. Сушка гибких ленточных материалов

Для сушки гибких ленточных материалов (тканей, бумаги т. п.) используют преимущественно сушильные установки непрерывного действия, подвод теплоты к сушимому материалу в которых осуществляется кондуктивным и конвективным способами [8].

Установки с кондуктивным подводом теплоты (рис. 4.74) имеют греющую поверхность в виде полых цилиндров, обогреваемых насыщенный или слабopегрeтым паром давлением до 1 МПа. В одной колонке устанавливают по 6—12 сушильных цилиндров. Вращение цилиндров осуществляется, как правило, групповым приводом через вариатор скоростей, мажорный вал с коническими зубчатыми передачами и цилиндрические шестерни. Размеры сушильных цилиндров составляют: длина — до 10 м, диаметр — до 2,0 м.

Технические характеристики сушильно-баранных установок контактного типа для сушки тканей приведены в табл. 4.61.

Расчет установок контактного типа базируется на эмпирических зависимостях для коэффициента массообмена и ряде величин, определяемых из конструкции типовой установки. Подробно конструктивный и тепловой расчеты этих установок изложены в [8].

В технологических процессах отделки тка-

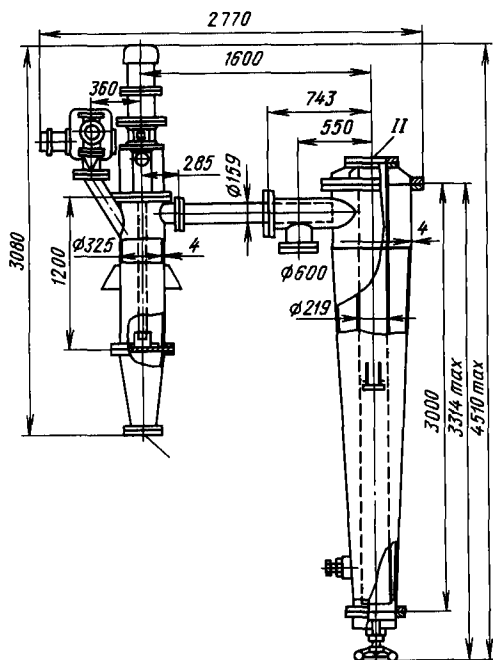


Рис. 4.73. Комбинированные установки для сушки дисперсных материалов

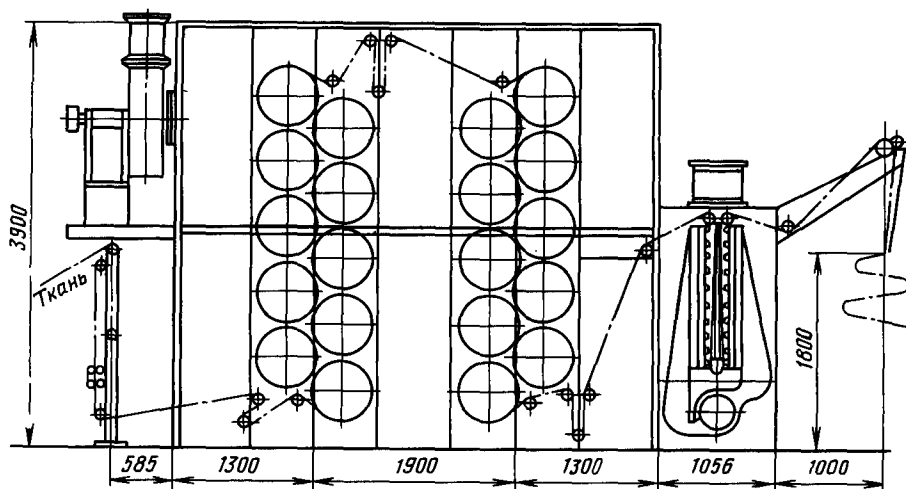


Рис. 4.74. Схема сушильно-барабанной машины СБМ 2-20/120

Т а б л и ц а 4.61. Сушильно-барабанные установки для сушки тканей

Показатель	Типоразмер		
	СБ-24/120	СБ-30/120	СВМ2-20/120
Производительность:			
по материалу, м/ч	4620	5160	4920/9300 *
по испаренной влаге, кг/ч	525	585	556/1050
Диаметр сушильных цилиндров, мм	570	570	570
Количество цилиндров	24	30	20
Время сушки, с	23	25	19/10
Средняя интенсивность сушки, кг/(м ² ·ч)	18	15	22/41
Удельный расход:			
теплоты, кДж/м ²	400	460	395/355
теплоты, кДж/кг влаги	8630	4060	3420/3140
электроэнергии, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{кг влаги}}$	0,0062	0,0062	0,0035/0,0044
Удельная производительность по испаренной влаге:			
в расчете на 1 м ² площади, занимаемой установкой, кг/(м ² ·ч)	14,2	11,3	25/47
в расчете на 1 м ³ сушильной камеры, кг/(м ³ ·ч)	6,6	4,5	17,5/30

* Показатели в числителе относятся к давлению в сушильных цилиндрах 0,4 МПа, в знаменателе — 0,7 МПа.

П р и м е ч а н и е. Техничко-экономические показатели установок приведены к одинаковым условиям сушки (удельная масса ткани 140 г/м², ширина 100 см, начальная влажность 90 %, конечная влажность 5 %).

ней после мокрой обработки для сушки используют установки конвективного типа с продольным или поперечным (сопловым) обдувом воздухом или топочными газами (табл. 4.62). На рис. 4.75 показаны унифицированные секции различных сушильных установок, из которых комплектуются отделочные линии (рис. 4.76).

Технические показатели наиболее распространенных установок конвективного типа, отличающихся способом транспортирования материала (роликовые, завесные, петлевые, с горизонтальным движением ткани), относительным движением сушильного агента и материала (продольный, поперечный сопловый, комбинированный), используемым теплоносителем

Т а б л и ц а 4.62. Конвективные установки для сушки и термообработки тканей

Показатель	Типоразмер							
	СВ-6/120	СВР-120	ГСО-2	СП-120-1	СПБ-110	СШ-4/120	СШС-6/180	СШС-4/220
Вид обрабатываемой ткани	Хлопчатобумажная			Штапельная, вискозная		Са-тин	Ацетат-ный и вискоз-ный шелк	Ацетат-ный шелк
Производительность: по материалу, м/мин по испаренной влаге, кг/ч	90 471	54 232	73,7 550	120 226	100 257	75 153	35 258	20 286
Средняя интенсивность сушки, кг/(м ² ·ч)	470	232	580	3,6	4,0	21	17,6	15,3
Теплоноситель:	Пар		Газ			Пар		
расход, кг/ч	800	418	58	405	435			
рабочее давление, МПа	0,6	0,3	—	0,6	0,3	0,6	0,6	0,5
Сушильный агент	Воздух		Дымовые газы			Воздух		
Параметры сушильного агента:								
температура в каме- ре, °С	125	95	200	125	142	89— 106	80—150	80—140
скорость на выходе из сопл, м/с	25	1,1	—	25	4	20— 25	30	До 30
Количество секций	6	3	4	5	—	4	1	2
Характеристика циркуля- ционных вентиляторов:								
производительность, м ³ /ч	173 000	10 000	—	1200	3500	10 000	9000	4500
давление, Па	900	800	—	1050	800	—	—	—
количество	8	6	2	5	—	8	24	32
Характеристика вытяж- ных вентиляторов:								
производительность, м ³ /ч	5000	5000	—	1100	8000	10 100	6000	6000
давление, Па	500	500	—	—	—	—	—	—
количество	1	1	—	1	1	1	1	1
Удельный расход:								
пара, кг/кг влаги	1,705	1,8	0,113	2,25	2,18	2,90	1,8	2,1
теплоты, кДж/кг влаги	4275	3840	3900	6160	5900	—	—	—
электроэнергии, кВт/кг влаги	0,0577	0,08	0,035	0,23	0,02	0,32	—	—
Удельная производи- тельность по испаренной влаге:								
в расчете на 1 м ² пло- щади, занимаемой установкой, кг/(м ² ·ч)	16,1	18,8	53,8	12,6	9,2	—	—	—
в расчете на 1 м ³ су- шильной камеры, кг/ (м ³ ·ч)	4,94	4,9	9,4	3,6	2,3	—	—	—

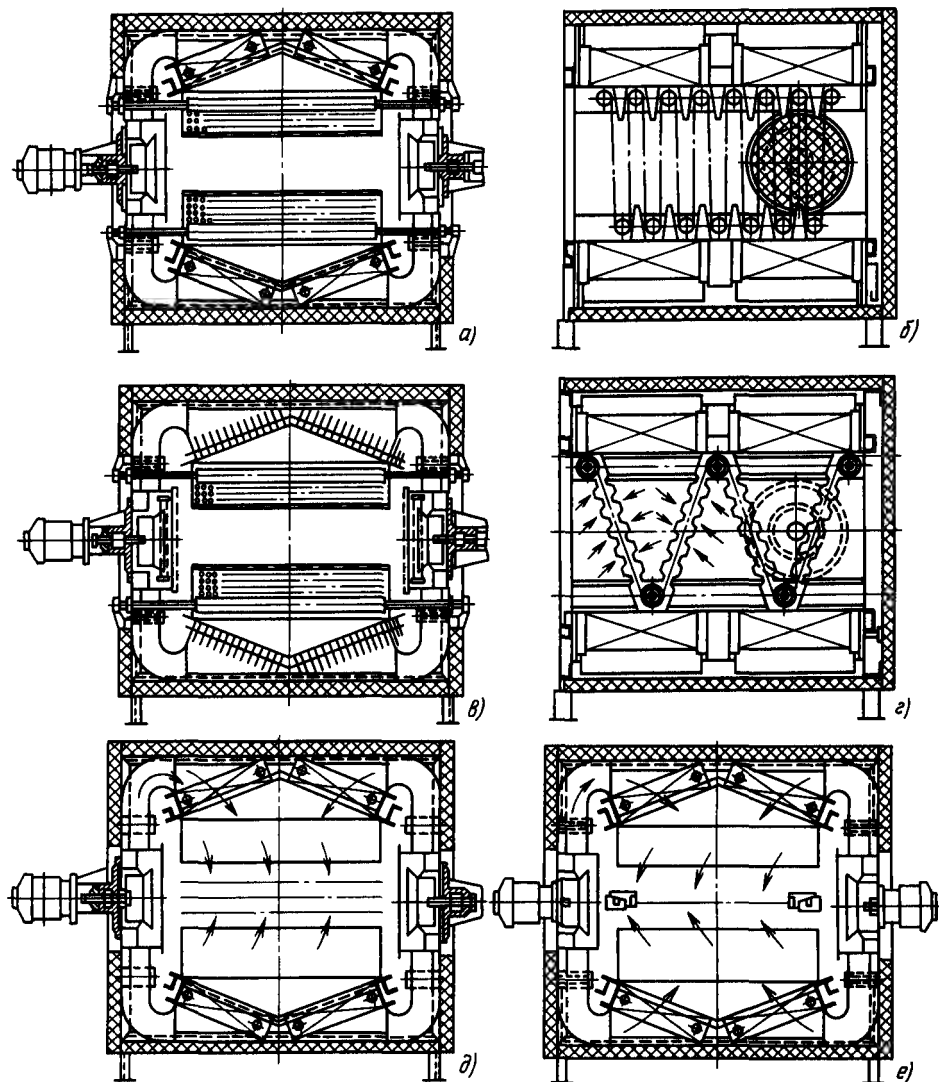


Рис. 4.75. Унифицированная секция для машин разного назначения:

а — секция конвейерно-роликовой машины (поперечный разрез) *б* — сушильная секция с местной струйной обдувкой (продольный разрез); *в* — секция с газовым обогревом; *г* — секция конвейерно-роликовой машины с сопловым обдувом; *д* — секция с горизонтальной проводкой напечатанной ткани; *е* — секция в составе сушильно-ширильно-стабилизационной машины

(пар, газ) и т. д., приведены в табл. 4.62. Наиболее сложными и дорогими являются сушильно-ширильные (СШМ) и сушильно-ширильно-стабилизационные (СШСМ) установки, применение которых, особенно на заключительных стадиях отделки тканей, позволяет получать хорошее качество готовых тканей [8].

Для сушки ниток и пряжи в бобинах используют замкнутые периодические конвек-

тивные сушилки под давлением типа СКД. Циркуляционный контур таких установок включает сушильный котел, подогреватель и охладитель рекуперативного типа, сепаратор и нагреватель.

Установки типа СКД (СКД-180, СКД-500, СКД-6) выпускаются Костромским заводом красильно-отделочного оборудования и комплектуются воздуходувками ТВ-125 и ТВ-175, теплообменниками типа ТВН

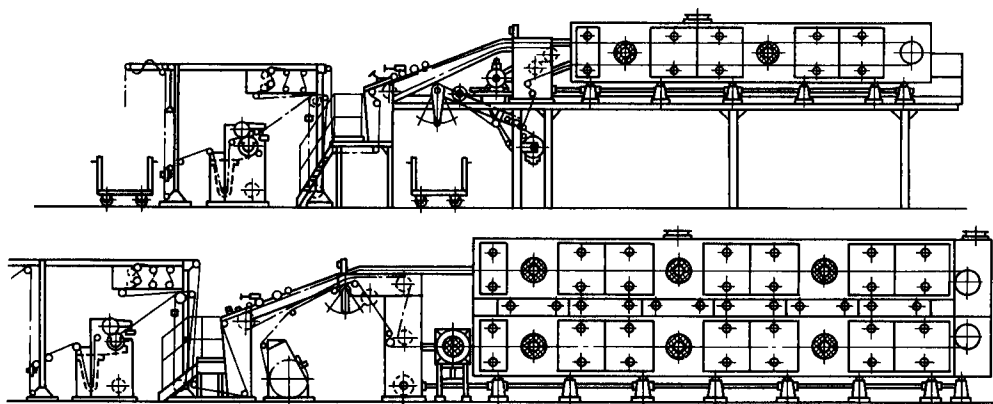


Рис. 4.76. Отделочные линии, собранные на базе унифицированных машин и узлов

и сушильными котлами диаметром до 1,8 м. Основные технико-экономические показатели этих установок: производительность 180—600 кг/цикл, продолжительность сушки 60—240 мин, удельные расходы пара 350 1500 кг/ч на 100 кг материала, электроэнергии 70—200 кВт·ч на 100 кг материала, воды 19—45 м³/ч на 100 кг материала, занимаемые площади 20—35 м².

Для расчета периодической сушки материала в форме цилиндров при фильтрации сквозь него воздуха и в целом всей установки на кафедре теплообменных процессов и установок МЭИ разработана программа на языке ФОРТРАН-IV, позволяющая не только рассчитывать продолжительность сушки, конструктивные размеры всех аппаратов, поля влагосодержания и температуры внутри отдельных бобин, но и прогнозировать влияние любых теплотехнологических параметров (режима сушки, температуры охлаждающей воды, неплотностей при формировании столбов бобин, распределение перфорации в патронах и т. д.) на технико-экономические показатели установки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алабовский А. Н. Выпарные аппараты погружного горения. Киев: Вища школа, 1980.
2. Александров И. А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. М.: Химия, 1978.
3. Андреев Е. И. Расчет тепло- и массообмена в контактных аппаратах. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Бабинов Ю. М., Рассказов Д. С. Органические и кремнийорганические теплоносители. М.: Энергия, 1975.
5. Багатуров С. А. Основы теории и расчета перегонки и ректификации. М.: Химия, 1974.
6. Бакластов А. М., Горбенко В. А., Удыма П. Г. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплообменных установок / Под ред. А. М. Бакластова. М.: Энергоиздат, 1981.
7. Баркалов Б. С., Карпис Е. Е. Кондиционирование воздуха в промышленных, общественных и жилых зданиях. М.: Стройиздат, 1982.
8. Буин О. А., Малков Ю. А. Машины для сушки и термообработки тканей. М.: Машиностроение, 1971.
9. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Физматгиз, 1963.
10. Гинзбург А. С. Технология сушки пищевых продуктов. М.: Пищевая промышленность, 1976.
11. Данилов О. Л., Леончик Б. И. Экономия энергии при тепловой сушке. М.: Энергоатомиздат, 1986.
12. Долинни Н. П. Установки с высокотемпературными теплоносителями. М.: Машиностроение, 1973.
13. Каталог. Аппараты воздушного охлаждения специального назначения. М. ЦИНТИХимнефтемаш, 1979.
14. Каталог. Выпарные вертикальные трубчатые аппараты общего назначения. М. ЦИНТИХимнефтемаш, 1979.
- 14а. Каталог. Осевые химические насосы типа ОХТ. М. ЦИНТИХимнефтемаш, 1979.
15. Каталог. Пластинчатые теплообменники. М. ЦИНТИХимнефтемаш, 1987.
16. Каталог. Стальные спиральные теплообменники. М. ЦИНТИХимнефтемаш, 1972.
17. Каталог. Стандартные кожухотрубча-

тые теплообменные аппараты общего назначения. М. ЦИНТИхимнефтемаш, 1975.

18. **Каталог.** Сушильные аппараты и установки. М. ЦИНТИхимнефтемаш, 1975.

19. **Каталог.** Унифицированные кожухотрубчатые теплообменные аппараты специального назначения. М. ЦИНТИхимнефтемаш, 1975.

20. **Каталог.** Химическая аппаратура из графитовых материалов, выпускаемая Новочеркасским электродным заводом. М. ЦНИИцветметэкономки и информации, 1980.

21. **Каталог.** Эмалированная аппаратура. М. ЦИНТИхимнефтемаш, 1974.

22. **Кафаров В. В.** Основы массопередачи. М.: Высшая школа, 1979.

23. **Коваленко Л. М., Глушков А. Ф.** Теплообменники с интенсификацией теплоотдачи. М.: Энергоатомиздат, 1986.

24. **Красников В. В.** Кондуктивная сушка. М.: Энергия, 1973.

25. **Крюков Н. П.** Аппараты воздушного охлаждения. М.: Химия, 1983.

26. **Лыков М. В.** Сушка в химической промышленности. М.: Химия, 1970.

27. **Лыков А. В.** Тепломассообмен. М.: Энергия, 1972.

28. **Методические рекомендации по математическому моделированию процесса сушки и охлаждения зерна в установках плотного слоя.** М.: ВИАСХ, 1977.

29. **Мигай В. И.** Повышение эффективности современных теплообменников. Л.: Энергия, 1980.

30. **Оребренные поверхности нагрева паровых котлов / Г. И. Левченко, И. Д. Лисейкин, А. М. Копелиович и др.** М.: Энергоатомиздат, 1986.

31. **Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А.** Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Л.: Химия, 1970.

32. **Промышленные** тепломассообменные процессы и установки / А. М. Бакластов, В. А. Горбенко, О. Л. Данилов и др.; Под ред. А. М. Бакластова. М.: Энергоатомиздат, 1986.

33. **Рогачевский В. И.** Исследование и оптимизация конвективных сушильных установок для ткани: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М. МЭИ, 1978.

34. **РТМ 26-01-10-70-78.** Теплообменники пластинчатые. Методы тепловых и гидродинамических расчетов. М. ЦИНТИхимнефтемаш, 1978.

35. **Сажни Б. С.** Основы техники сушки. М.: Химия, 1984.

36. **Справочник** по пыли- и золоулавливанию / Под ред. А. А. Русанова. М.: Энергоатомиздат, 1983.

37. **Справочник** по теплообменникам: Пер. с англ. / Под. ред. Б. С. Петухова, В. К. Шикова. М.: Энергоатомиздат, 1987.

38. **Тaubман Е. И.** Выпаривание. Процессы и аппараты химической и нефтехимической технологии. М.: Химия, 1982.

39. **Тaubман Е. И.** Расчет и моделирование выпарных установок. М.: Химия, 1970.

40. **Удыма П. Г.** Аппараты с погружными горелками. М.: Машиностроение, 1973.

41. **Удыма П. Г.** Пленочные испарители. М.: Изд-во МЭИ, 1985.

42. **Уонг Х.** Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров: Справочник: Пер. с англ. М.: Атомиздат, 1972.

43. **Филиппов В. А.** Техника и технология сушки угля. М.: Недра, 1975.

44. **Хаузен Х.** Теплопередача при противотоке, прямотоке и перекрестном токе: Пер. с нем. М.: Энергоиздат, 1981.

45. **Членов В. А., Михайлов Н. В.** Виброкипящий слой. М.: Наука, 1972.

46. **Юдин В. Ф.** Теплообмен поперечно-оребранных труб. Л.: Машиностроение, 1982.

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

ХОЛОДИЛЬНЫЕ И КРИОГЕННЫЕ УСТАНОВКИ

5.1. ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И КЛАССИФИКАЦИЯ ХОЛОДИЛЬНЫХ И КРИОГЕННЫХ УСТАНОВОК

5.1.1. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

Холодильные и криогенные установки относятся к группе систем преобразования энергии, известных под названием *термотрансформаторов* [23, 30]. Их назначение — отвод теплоты от теплоотдатчика на низком температурном уровне T_0 и подвод к теплоприемнику на более высоком уровне.

Холодильные установки (уровень отвода теплоты $T_0 \geq 120$ K) предназначены для охлаждения и поддержания при низкой температуре различных объектов и технических систем.

Криогенные установки предназначены для тех же целей, но при температурах существенно более низких (уровень отвода теплоты $T_0 \leq 120$ K). Криогенные установки используют для низкотемпературного разделения газовых смесей (воздуха, природного газа и др.) и ожижения газов (кислорода, азота, водорода, гелия, метана и др.).

Работа холодильных и криогенных установок определяется процессами внутреннего охлаждения [30, 34], которые обеспечивают необходимое понижение температуры рабочего тела. В технике используют в основном три способа внутреннего охлаждения:

1) *дросселирование* рабочего тела в виде жидкости, влажного пара или газа в области, близкой к пограничной кривой жидкости (*эффект Джоуля—Томсона*);

2) *детандирование* рабочего тела в виде газа или влажного пара (расширение ведется в специальном устройстве — *детандере* с отдачей внешней работы);

3) пропускание электрического тока через спай соединенных попарно полупроводников *p*- и *n*-типов (*эффект Пельтье*).

Первые два способа применяют как раздельно, так и в сочетании и в холодильных, и в криогенных установках, третий — только в холодильных. Кроме того, в некоторых случаях для охлаждения используются эффект понижения температуры при взаимном растворении веществ [2, 6, 34], вихревой эффект температурного разделения газа (*эффект Ранка*) [21, 30] и др.

Перечисленные способы охлаждения с использованием каскадного метода или регенерации теплоты позволяют образовать все множество современных холодильных и криогенных установок.

5.1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ХОЛОДИЛЬНЫХ И КРИОГЕННЫХ УСТАНОВОК

По назначению установки делятся на три класса — рефрижераторы, ожижители и разделительные установки.

Рефрижераторы (как холодильные, так и криорефрижераторы — класс R) предназначены для отвода теплоты на уровне T_0 ниже температуры окружающей среды $T_{0.c}$. По характеру протекающих в них процессов рефрижераторы делятся на два вида — со *стационарными потоками* и с *нестационарными потоками*. У первых в каждой точке схемы (при работе в установившемся режиме) все параметры (температура, давление, расход и т. д.) неизменны по времени, у вторых эти параметры переменны по времени и проходят циклические изменения [6, 30].

Ожижители (класс L) предназначены для перевода в жидкое состояние газа, подаваемого в них при температуре, близкой к $T_{0.c}$. К тому же классу относятся установки для получения замороженных газов.

Разделительные установки (класс D) предназначены для разделения газовых смесей с целью получения одного или нескольких входящих в них компонентов.

Существуют и комбинированные установки, например установки, которые могут рабо-

тать в разных режимах — и как рефрижераторы, и как ожижители, или такие, которые выдают один или несколько продуктов разделения в жидком виде.

По агрегатному состоянию рабочего тела установки делятся на газовые, газожидкостные, парожидкостные и твердотельные.

Газовые — установки, в которых рабочее тело во всех процессах остается в газообразном состоянии.

Газожидкостные — установки, в теплой части которых рабочее тело находится в виде газа при температурах, далеких от критической, а в холодной части — в виде влажного пара и жидкости. Такие установки обычно работают в большом интервале температур — от $T_{0,c}$ до T_0 .

Парожидкостные — установки, в которых рабочее тело находится либо в виде жидкости

и влажного пара, либо в виде перегретого пара при температурах ниже критической или близкой к ней. Применяются в основном в холодильной технике при относительно небольших интервалах температур $T_{0,c} - T_0$.

Парожидкостные холодильные установки в зависимости от принципа работы делятся на три вида:

1) *парокомпрессионные*, работа которых основана на сжатии в компрессоре сухого насыщенного или незначительно перегретого пара рабочего тела;

2) *абсорбционные*, в которых сжатие пара основано на абсорбции рабочего тела при $T_{0,c}$ и его десорбции при более высокой температуре;

3) *струйные*, в которых сжатие рабочего тела производится путем использования кинетической энергии рабочего потока.

Твердотельные — установки, в которых

Т а б л и ц а 5.1. Температурные области холодильной и криогенной техники

Область техники	Температура, К	Виды применяемых установок			
		Газовые	Газожидкостные	Парожидкостные	Твердотельные
Холодильная	300 —				
	H ₂ O — 273 —				
	250 —				
	NH ₃ — 240 —				
	C ₃ H ₈ — 231,1 —				
	200 —				
Криогенная	CO ₂ — 195 —				
	120 —				
	CH ₄ — 111,7 —				
	100 —				
	O ₂ — 90,2 —				
	80 —				
	N ₂ — 77,4 —				
	50 —				
	H ₂ — 20,4 —				
	20 —				
	10 —				
	5 —				
	⁴ He — 4,2 —				
	1 —				

Продолжение табл. 5.1

Область техники	Температура, К	Виды применяемых установок			
		Газо- вые	Газо- жидко- стные	Паро- жидко- стные	Твердо- тельные
Ультракриогенная **	0,5 0,1		☐	☐	☐

* Сублимация.

** Применяются также рефрижераторы растворения $^3\text{He}-^4\text{He}$ [30, 34] и магнитные [1, 6, 30].

для охлаждения используется твердое рабочее тело.

В табл. 5.1 даны характерные температурные области техники низких температур и типы используемых в них установок, показаны нормальные (при 0,1 МПа) температуры кипения некоторых веществ. Рабочие тела, используемые в холодильных установках, называются *хладагентами*, в криогенных — *криоагентами*. Вещества, используемые для передачи теплоты от охлаждаемого объекта к рабочим телам установок, называются *хладоносителями*. Свойства хладагентов, криоагентов и хладоносителей приведены в табл. 5.9—5.13 кн. 4 и в табл. 2.3 кн. 2 настоящей серии.

5.1.3. ОБОБЩЕННЫЕ И ЧАСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ХОЛОДИЛЬНЫХ И КРИОГЕННЫХ УСТАНОВОК

В каждом из трех классов установок используются частные характеристики производительности, соответствующие виду выпускаемой продукции.

Производительность рефрижераторов Q_0 , кВт, — *холодопроизводительность* (холодильная мощность) — количеством теплоты, отводимой рефрижератором в единицу времени от охлаждаемого объекта.

Производительность ожижителей определяется количеством получаемой в единицу времени жидкости (для установок, производящих замороженные продукты, — количеством твердого тела) G , кг/с.

Производительность разделительных установок определяется массовым G (кг/ч, т/ч) или объемным V (м³/ч) выходом каждого продукта разделения, а также их составами, обычно в молярных (объемных), реже в массовых долях, и температурой, давлением и агрегатным состоянием (последний показатель — для установок, выдающих продукты или их часть в жидком виде).

Для оценки установки, особенно многоцелевой, бывает необходимо свести все разнообразные показатели выхода (всю выпускаемую продукцию) к одному обобщенному показателю. Для этого используется единый для всех случаев показатель — *эксергетическая* (приведенная) *производительность* N_e , кВт. Для рефрижераторов (R) она определяется по формуле

$$N_e = \sum Q_{0i} \tau_{ei} \quad (5.1)$$

Эксергетическая температурная функция (фактор Карно)

$$\tau_e = (T_0 - T_{o.c})/T_0 \quad (5.2)$$

Для всех холодильных и криогенных устройств $\tau_e < 0$. Знак минус величины N_e показывает, что мощность отводится от установки (если N_e не входит в баланс, знак минус опускается). Применительно к холодильным и криогенным установкам величина N_e обозначается Q_e и называется *эксергетической* (приведенной) *холодильной мощностью*.

Многие холодильные и криогенные установки производят одновременно холод (Q_{01} и Q_{02}) на нескольких температурных уровнях (T_{01} , T_{02} и т. д.). Непосредственно складывать Q_{01} и Q_{02} нельзя, так как они качественно различны и полученный результат может привести к ошибочным оценкам эффективности [6, 30].

Для определения суммарной мощности установки необходимо суммировать значения эксергетической холодильной мощности, в которых учитывается температурный уровень.

Пример. Установка дает $Q_{01} = 3$ кВт на уровне $T_{01} = 250$ К и $Q_{02} = 2$ кВт на уровне $T_{02} = 210$ К. Эксергетическая холодильная мощность первой ступени $Q_{e1} = Q_{01} \tau_{e1} = = 3 \cdot 0,2 = 0,6$ кВт, второй ступени — $Q_{e2} = = Q_{02} \tau_{e2} = 2 \cdot 0,43 = 0,86$ кВт.

Значения τ_{e1} и τ_{e2} определяются по (5.2).

Общая эксергетическая (приведенная) холодильная мощность установки

$$Q_e = N_e = Q_{e1} + Q_{e2} = 0,6 + 0,86 = 1,46 \text{ кВт.}$$

Характерно, что $Q_{e2} > Q_{e1}$ несмотря на то, что $Q_{01} > Q_{02}$, поскольку холод на более низком уровне энергетически «дороже».

Холодильная мощность установки может использоваться в трех режимах:

1) *криостатирования* — поддержания объекта при некоторой постоянной низкой температуре $T_0 < 120 \text{ К}$ (с колебаниями в пределах заданного потребителем допуска). В холодильной технике ($T_0 > 120 \text{ К}$) этот режим называют *термостатированием*. Устройство, в котором находится объект, при $T < 120 \text{ К}$ называется *криостатом*, при $T \geq 120$ — *холодильной камерой*;

2) *охлаждения* — отвода теплоты от объекта в стационарных неизотермических условиях (например, охлаждения потока газа или жидкости с T_0 до $T'_0 < T_0$);

3) *захолаживания* — отвода теплоты от объекта в нестационарных условиях для снижения его температуры (обычно от $T_{0.c}$ до заданной (T_0)).

Для первого режима обычно используют установки с постоянной T_0 (например, паро- и газожидкостные), для второго — газовые или паро- и газожидкостные на неазеотропных смесях [6, 30, 34, 35, 43], у которых температуры отвода теплоты переменны.

Обобщенный показатель производительности охладителей вычисляется по разности эксергий охлаждаемого (или замораживаемого) хладагента или криоагента на выходе (e_2) из установки и на входе в нее (e_1):

$$N_e = Q_e = (e_2 - e_1) G = \Delta e G. \quad (5.3)$$

Расчет e проводится по формуле (2.173) кн. 2 настоящей серии.

В формуле (5.3) точка входа 1 обычно соответствует параметрам окружающей среды, точка выхода 2 — параметрам насыщенной жидкости (или твердого тела в равновесии с паром) при давлении выхода. Значения Δe наиболее распространенных газов приведены в табл. 5.2.

Если установка охлаждает несколько веществ, то значения $Q_e = \Delta e G$ суммируются.

Обобщенный показатель производительности разделительных установок, кВт, вычисляется по суммарной эксергии получаемых продуктов разделения:

$$N_e = Q_e = \sum G_i e_{0i}, \quad (5.4)$$

где G_i — количество данного продукта разделения; e_{0i} — эксергия данного продукта разделения при давлении и температуре окружающей среды.

В табл. 5.3 даны эксергии e_0 продуктов

Т а б л и ц а 5.2. Минимальная работа ожижения (замораживания) некоторых газов для $p_1 = p_2 = 0,1 \text{ МПа}$ и $T_1 = 293 \text{ К}$ [30]

Вещество	Δe , кДж/кг
Аргон	462
Азот	740
Водород	15 500
Воздух	710
Гелий	6633
Кислород	615
Метан	1050
Неон	1572
Диоксид углерода	208 *
(309 — замораживание)	

* При $p_2 = 6 \text{ МПа}$.

Т а б л и ц а 5.3. Эксергия продуктов разделения воздуха [5]

Газ	e_0	
	кДж/кг	кДж/кмоль
Кислород	127	4060
Азот	23,1	647
Аргон	303	12 095
Криптон	421	35 248
Ксенон	321	42 031
Неон	1490	30 202

разделения воздуха 100 %-ной концентрации при $p_{0.c} = 0,1 \text{ МПа}$ и $T_{0.c} = 293 \text{ К}$.

Если какие-либо продукты разделения выводятся из установки в жидком виде, то в (5.4) подставляется значение $e_i = e_{0i} + \Delta e_i$. Эксергии газов и их смесей при других параметрах даны в [4, 34].

Применительно к воздухоразделительным установкам часто используют производительности, приведенные к *условному газу* — кислороду. Такая приведенная производительность определяется по формуле

$$G_{\text{прив}} = N_e / e_{0k}, \quad (5.5)$$

где e_{0k} — эксергия кислорода при 0,1 МПа и 293 К (127 кДж/кг; 0,042 кВт·ч/м³).

Энергетические характеристики холодильных и криогенных установок, так же как и характеристики производительности, делятся на частные и обобщенные. Для рефрижераторов используются обычно две частные характеристики — холодильный коэффициент ϵ , равный отношению холодопроизводительности установки Q_0 к затраченной мощности N на приводе:

$$\varepsilon = Q_0/N, \quad (5.6)$$

и удельный расход мощности

$$n_{уд} = N/Q_0 = 1/\varepsilon. \quad (5.7)$$

Коэффициенты ε и $n_{уд}$ — безразмерные (кВт/кВт или Вт/Вт).

Для охладителей в качестве частной энергетической характеристики используется удельный расход энергии на единицу продукта (например, жидкого гелия или твердого диоксида углерода — сухого льда), кВт·ч/кг (кВт·ч/м³),

$$n_{уд} = N/G. \quad (5.8)$$

Для разделительных установок также используется $n_{уд}$, причем в знаменатель формулы ставится выход того продукта разделения, который в данной установке считается основным (например, кислород в воздухоразделительных установках). Поэтому показатель $n_{уд}$ для комплексных установок, выпускающих несколько продуктов, можно применять только условно.

Обобщенный показатель энергетической эффективности [4] для всех трех типов установок одинаков и представляет собой эксергетический КПД

$$\eta_e = N_e/N, \quad (5.9)$$

где N_e рассчитывают по (5.1), (5.3) или (5.4). Значение η_e во всех случаях показывает степень приближения установки к идеальной, у которой все процессы обратимы, т. е. $\eta_e = 1$ [см. формулу (2.176) кн. 2 настоящей серии] [4], N — мощность привода установки.

Для рефрижераторов также справедливо равенство

$$\eta_e = Q_e/N = Q_0\tau_e/N = \varepsilon\tau_e. \quad (5.10)$$

Формула (5.10) показывает, что η_e представляет собой произведение двух величин — холодильного коэффициента ε и фактора Карно (эксергетической температурной функции) τ_e , которая позволяет учесть температурный уровень холода.

Величины ε и $n_{уд}$ в отличие от η_e не отражают непосредственно эффективность установки, так как на разных температурных уровнях T_0 энергетическая ценность той же холодопроизводительности Q_0 различна. Поэтому общие (по η_e) и частные (по ε и $n_{уд}$) характеристики любого рефрижератора — холодильной или криогенной установки, строящиеся по зависимости от T_0 , в первом случае имеют экстремальный характер, а во втором не имеют (см. рис. 5.2, б).

Для охладителей и разделительных уста-

новок единый показатель η_e также дает степень их приближения к идеальной; кроме того, он позволяет в отличие от $n_{уд}$ включить в рассмотрение все продукты, выпускаемые установкой, с учетом их качественной характеристики (эксергии) [4, 30].

Массогабаритные показатели представляют собой удельные характеристики, получаемые путем деления массы или объема установки на показатель ее производительности *. При использовании соответствующего частного показателя производительности результат представляет собой частный массовый или габаритный показатель. Он показывает, какая масса приходится на 1 кг (или 1 м³) получаемой продукции. Все частные массовые и объемные удельные показатели такого вида имеют тот же недостаток, что и соответствующие энергетические, — они несопоставимы при изменяющихся характеристиках продуктов и непригодны для комплексных, многоцелевых установок.

Обобщенный массовый удельный показатель, свободный от этих недостатков, определяется посредством обобщенного показателя производительности, кг/кВт,

$$m = M/N_e, \quad (5.11)$$

где M — масса установки.

Аналогично подсчитывается и объемный удельный показатель, м³/кВт:

$$v = V/N_e,$$

где V — объем установки.

5.2. ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

5.2.1. ПАРОКОМПРЕССИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Принципиальная схема одноступенчатой пароконденсационной установки и изображение процессов на термодинамических диаграммах показаны на рис. 5.1. Цикл идеализированной пароконденсационной установки описан в кн. 2 настоящей серии (п. 2.6.4).

Удельная холодопроизводительность установки при p_0 и T_0 составляет $q_0 = h_1 - h_4$; полная холодильная мощность $Q_0 = G(h_1 - h_4)$. Если пренебречь потерями холода при

* В некоторых справочниках массовые и объемные характеристики получают, подставляя в формулу не производительность, а мощность на входе N ; это недопустимо, так как приводит к тому, что худшая установка будет иметь лучший показатель.

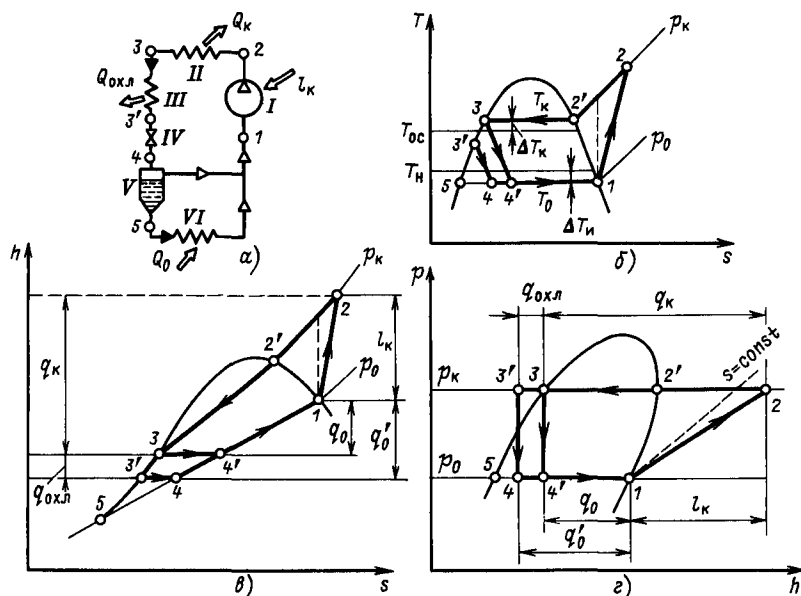


Рис. 5.1. Принципиальная схема (а) и процесс парокомпрессионной холодильной установки в T , s - (б), h , s - (в) и p , h - (г) диаграммах рабочего тела:

I — компрессор; II — конденсатор; III — охладитель; IV — дроссельный клапан; V — сепаратор; VI — испаритель; 1—2 — процесс сжатия; 2—3 — охлаждение и конденсация; 3—3' — охлаждение; 3'—4 — дросселирование (3—4' — дросселирование при отсутствии III); 5—1 — испарение

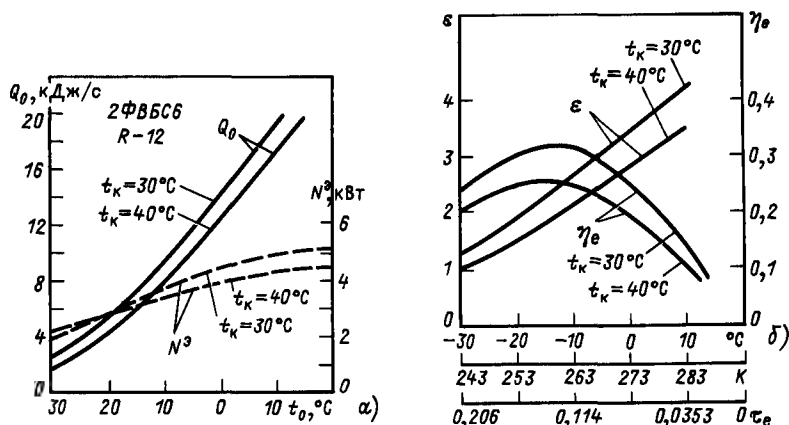


Рис. 5.2. Энергетические характеристики парокомпрессионных холодильных установок: а — зависимость Q_0 и N^3 от температурного уровня холода; б — зависимость ϵ и η_e от температурного уровня холода

его транспортировке до холодильной камеры, то холодильная мощность, получаемая объектом, $Q_0 = Q_k$. Температура T_0 должна быть ниже, чем у охлаждаемого объекта (или промежуточного хладоносителя) T_n , на $\Delta T_n = T_n - T_0$.

Энергетические характеристики установки определяются по формулам (5.6), (5.7), (5.9),

при этом внутренняя работа сжатия компрессора, кДж/кг, $l_k = h_2 - h_1$; электрическая мощность электродвигателя компрессора, кВт, $N^3 = Gl_k / \eta_{эм}$, где $\eta_{эм}$ — электромеханический КПД привода компрессора. Эксергетический КПД установки вычисляется по (5.10).

На рис. 5.2 представлены энергетические характеристики холодильных установок.

Таблица 5.4. Холодильные одноступенчатые поршневые компрессорные,

Типоразмер	Условные обозначения *	Холодильная мощность Q_0 , кДж/с	Температура кипения t_0 , °C (окружающей среды t_{0c} , °C)	Габариты, мм		
				Длина	Ширина	Высота
Одноступенчатые фреоновые ** (R-12), масло (ХФ-12)						
ФГК-0,45	KK	0,524	—25	570	423	410
ФГК-0,7		0,814	—25	570	423	410
ФГК-1,1		1,28	—25	615	423	410
ФАК-0,7Е		0,814	—25	580	445	445
ФАК-1,1Е		1,28	—25	580	465	440
ФАК-1,5МЗ		1,74	—25	772	600	500
BC-0,45		0,524	—25	540	365	310
BC-0,7		0,814	—25	625	380	355
BC-1,1		1,28	—25	675	385	355
BC-1,8		2,1	—25	346	350	440
BC-2,2	K	2,2	—25	346	350	440
BC-400		0,405	—15 (20)	450	345	300
BC-500		0,530	—15 (20)	450	345	300
BC-630		0,645	—15	580	320	320
BC-800		0,815	—15	580	320	320
ВН-315		0,325	—35 (20)	470	345	300
ВН-400		0,410	—35 (20)	475	345	300
ВВ-1000		1,06	+5 (30)	810	600	400
BCp-0,35		0,407	—25	580	360	300
BCp-315-1	K	0,325	—15 (20)	440	345	260
BCp-400-1Б		0,405	—15 (20)	490	365	310
BCp-400-1БЛ		0,405	—15	490	365	310
BCp-5000-1		0,530	—15 (20)	560	365	310
ВВp-1000-1	KK	1,045	+5 (30)	540	365	330
4Ф-00; ИФ-56М		3,3	—25	920	670	625
AK-ФВ-4М	KK	5,35	—25	1200	430	700
AK1-4; XM1-4	KK	5	—25	1265	550	830
XM1-6		6,98		1265	485	747
AK1-6; XMB1-6		6,98		865	920	860
AK1-9; XM1-9		10,47		1420	665	1015
AKB1-9; XMB1-9	KK	10,47	—15 (20)	1630	1055	860
AK4,5-1-2		4,9		1015	410	765
2MBB18-1-2		22,6		1875	1720	1800
2МКВ18-1-2		22,6		1875	1720	1800
2МКВ12-1-2	M	16,3	—3 (20)	1760	1480	1730
A-ФВ20/1	K	26,9	—15 (30)	1380	500	720
МКТ14-2-0	M	24,5	—20	2300	550	1275
1МКТ20-2-0		40,0	+2 (20)	2300	550	1200
МКТ28-2-0		58,2	+6 (20)	2340	640	1075
AK4,5-2-4		4,4	—30 (20)	1080	435	880
1AK4,5-5-4	KK	5,8	—35 (20)	1015	540	855
AB4,5-1-2	KK	4,9	—15 (20)	900	610	540
AB6-1-2	KK	7,0	—15 (20)	910	620	600
AK7-1-2	KK	5,0	—15 (20)	1013	410	760
AK10-1-2	KK	7,56	—15 (20)	1013	410	760
MBBЧ-1-2	M	3,5	—15 (20)	934	554	557
МКВ4-1-2	M	5,3	—15 (20)	1000	430	698
1МВВ6-1-2	M	7,0	—15 (20)	910	620	600
1МКВ6-1-2	M	7,21	—15 (20)	1015	415	775
1МВВ9-1-2	M	10,5	—3 (20)	1085	775	800

компрессорно-конденсаторные агрегаты и машины

Масса, кг	Компрессор	Мощ- ность электро- двигате- ля, кВт	Конденсатор		Завод- изготовитель
			Тип	Площадь поверх- ности, м ²	
52	ФГК-0,45	0,25	Воздушный ребристый	2,6	ПО «Кристалл», г. Харьков
58	ФГК-0,7	0,35		3,8	
62	ФГК-1,1	0,55		0,55	
81	2ФВ-4/4,5	0,6		3,8	
85	2ФВ-4/4,5	1,1		4,95	
118	2ФВ-4/4,5	1,7		6,5	
43	ФГ-0,45	0,25		1,9	
52,5	ФГ-0,7	0,35		3,3	
67,5	ФГ-1,1	0,55		5,5	
84	ФГ-1,8	0,9		9,4	
99	ФГ-2,2	1,1		11,8	
27,5	—	0,24		—	
28,5	—	0,29		—	
30,5	—	0,35		—	
35,0	—	0,425		—	
30	—	0,35	Водяной ребристый	—	Рижский завод хо- лодильных машин «Компрессор»
32	—	0,38		—	
35	—	0,42		—	
36,5	Ротационный ФГр-0,35	0,2		1,49 × 2	
23	ФГр-315	0,22		1,49	
26	ФГр-400-1Б	0,252		1,0	
26	То же	0,252		1,0	
31,5	ФГр-500-1	0,34		2,0	
32,5	ФГр-500-1	0,446		4,0	
185	ФВ-6 (2ФВ-6,5)	2,2		14,0	
185	ФВ-6 (2ФВ-6; 5)	3,0		—	
258	2ФВБС-4	2,1		2	ПО «Мелитополь- холодмаш»
252	2ФВБС-5	3,1		2,7	
256	2ФВБС-6	3,5		10	
445	2ФУБС-9	5,0		4,3	
420	2ФУБС-9	5,0		70	
275	—	2,25		—	
1650	4ПБ28	11		—	
1650	То же	9		—	
1000	2ФУБС-12	11,4		—	
430	ФВ20	11		—	
710	2ФУБС-9	8,6		—	
700	2ФУБС-12	13,6		—	
970	2ФУУБС-18	17,5		—	
290	—	3,0		—	
326	—	4,0		—	
205	—	2,5	Воздушный	—	Москва ПО «Искра»
215	—	3,6		—	
235	—	2,02		—	
235	—	3,0		—	
250	ФВ-6	2,2		—	
275	ФВ-6	3		—	
460	АВ6-1-2	3,2		—	
480	—	3,7		—	
665	АВ9-1-2	4,7		—	

Типоразмер	Условные обозначения *	Холодильная мощность Q_0 , кДж/с	Температура кипения t_0 , °C (окружающей среды t_{0c} , °C)	Габариты, мм		
				Длина	Ширина	Высота
1МКВ9-1-2	М	10,5	-15 (20)	1435	540	907
2МВВ18-2-4	М	13,6	-18 (20)	1940	1510	1260
2МКВ18-2-4	М	13,6	-18 (25)	2045	1510	1260
ВР18×2-1-0	М	14	-19 (35)	2035	890	960
МВТ20-1-0	М	20,35	2 (25)	1870	600	1500
1Ср9×2-1-0	М	40,1	+12 (20)	1685	1645	1580
МВТ18×2-1-0	М	44	2 (35)	2035	890	960
АК-ФУ40/1РЭ; 1ХМ-ФУ-40/1РЭ	КК, М	50	-15 (22)	1700	665	1280
1ХМ-ФУУ80/1	М	174,3	+8 (28)	2240	1500	1550
1АК-ФУУ80/1	КК	95,3	-15 (22)	2240	855	1360
АК-ФУУ80/1РЭ; ХМ-ФУУ80/1РЭ	КК, М	100	-15 (22)	1950	955	1410
ЭКФ40-1	} К	52,3	} -15	1440	670	875
ЭКФ80-1		101,2		1765	870	820
ЭКФ80-11		69,7		1765	870	820
1ХМФ-16 (для фруктохранилищ)	М	18	+2 (30)	2200	2100	1810

Одноступенчатые фреоновые (R-22)

ФК22; ФМ22	КК, М	27,9	-40	2750	820	1140
ФМ45	М	87,2	-40	2850	965	1910
ФК90; ФМ90	КК, М	111,6	-40	2750	1190	1425
ХМВ80	М	95,4	+5	2945	810	1925
К-22ФВ22-1	} К	26,7	-40	1220	645	850
К-22ФВ22-11		18,0	-40	1220	645	850
К-22ФВ45-1		53,5	-40	1435	785	860
К-22ФУ45-11		36,1	-40	1435	785	860
К-22ФУУ90-1		107	-40	1680	880	865
К-22ФУУ90-11		72,0	-40	1680	880	865
МКТ40-2-0	М	69,5	+6 (25)	2290	725	1490
МКТ80-2-0	М	139	+5	2780	780	1835
АК80-2-0	КК	168,2	+5	2725	760	1160
АК40-2-0	КК	84,1	+5	2215	715	1140
ПБ-40	К	28,5	—	1008	620	520
ПБ-50	К	45,3	—	1089	780	630
МВВ18-2-4	М	13,6	-18 (20)	1930	1500	1250
МКТ14-2-0	М	28,4	+6	2300	550	1275
МКТ25-1-0	М	45,3	+6	2365	630	1050
22ФУ200/А; ХМ-22ФУ200/2	} К, М	465	-40	2610	1350	1910
АК-22ФУУ400/2; ХМ-22ФУУ400/2		910	-40	3125	1550	1700
АК-22ФУУ400/1; ХМ-22ФУУ400/1		314	-40	3000	1550	1590
ПХС-100		396	-40	8730	2800	3200
МКТ110-2-1	} М	97 ÷ 215	-10	3725	2020	1585
МКТ220-2-3		194	-10 (25)	3725	2035	1540
МКТ350-2-1		750	+5 (35)	—	—	—
10В 220-2-1		Для осушки воздуха		8450	3200	2480
А-ФВ20/П	К	19,7	-15	1380	500	720

Продолжение табл. 5.4

Масса, кг	Компрессор	Мощность электро- двигате- ля, кВт	Конденсатор		Завод- изготовитель
			Тип	Площадь поверх- ности, м ²	
620	AK9-1-2	4,2	Водяной	—	ПО «Мелитополь- холодмаш»
1250	—	12,0	Воздушный	—	
1000	—	10,5	Водяной	—	
2380	2ФУУБС18	18	Воздушный	Br1-01	
770	—	9,35	»	—	
1600	2ФУБС9	17	Водяной	—	
2600	—	30,4	Воздушный	—	
1170	ФУ40РЭ	30	Водяной КТР-256	—	Читинский машино- строительный завод
3300	ФУУ80	55	Водяной КТР-35А	—	
1700	ФУУ80	40	Водяной КТР-50Б	—	
1760	ФУУ80РЭ	40	То же	—	
574	ФУ-40	30	—	—	Черкесский завод холодильного маши- ностроения
915	ФУУ-80	55	—	—	
915	ФУУ-80	40	—	—	
1900	2ФУБС9	17,4	—	—	
940	22ФВ22	13	Водяной КТГФ6Б	6,65	Черкесский завод холодильного маши- ностроения
1150	22ФУ45	30	Водяной КТГФ13Б	14,05	
2060	22ФУ90	55	КТГФ26Б	26	
1800	A02-81-8/4	28	—	—	
385	22ФВ22	13	—	—	
385	22ФВ22	10	—	—	
655	22ФУ45	30	—	—	
655	22ФУ45	22	—	—	
990	22ФУУ90	55	—	—	
980	22ФУУ90	40	—	—	
1500	ПБ40-2	20	—	—	
—	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	
1178	4ПБ-28	10	—	—	ПО «Мелитополь- холодмаш»
710	2ФУБС9	8,6	ФМ141-030	—	
1580	2ФУУБС25	25	—	—	
3305	22ФУ-200	132	Водяной КФ-130	108	Московский завод «Компрессор»
5738	22ФУУ400	280	КФ-260	213	
4868	То же	160	КФ-130	108	
28 000	То же	210	—	—	
4845	П110	75	—	—	
5100	П220	100	—	—	
9800	—	220	—	—	
10 820	П220	110	КХ-110	—	
430	ФВ20	7,5	—	—	ПО «Одессхолодмаш»

Типоразмер	Условные обозна- чения *	Холо- дильная мощность Q_0 , кДж/с	Температура кипения t_0 , °C (окружающей среды t_{0c} , °C)	Габариты, мм		
				Длина	Ширина	Высота
<i>Одноступенчатые аммиачные</i>						
AK-AУ45; XM-AУ45	KK, M	61,6	— 30 ÷ 0	2750	870	1250
AK-AУУ90; XM-AУУ90	KK, M	123,2	— 30 ÷ 0	2750	1030	1425
AK40-7-2	KK	43,5	} Охлажде- ние в тех- нологичес- ких про- цессах	3200	860	1120
A40-7-2	KK	45,9		1850	840	915
MKT-80-7-2	M	86,5	— 10 (25)	3240	950	1900
AK80-7-2	KK	87	— 10 (25)	3200	950	1150
A80-7-2	KK	91,86	— 10 (25)	1835	930	1000
ПБ40	K	28,5	—	1008	620	520
БП80	K	45,3	—	1089	780	630
AK110-7-2	} KK	128	— 15 (20)	3445	1212	1860
1AK220-7-2		256	— 15 (20)	3560	1330	1870
1AK220-7-3		256	— 15 (20)	3560	1330	1870
1MKT110-7-2	} M	128	— 11 (30)	3535	2000	1860
1MKT110-7-3		128	— 11 (30)	3535	2000	1860
1MKT220-7-2		256	— 11 (30)	3610	2040	1870
1MKT220-7-3	} KK	256	— 11 (30)	3610	2040	1870
2.1AK280-7-2		280	— 15 (25)	4450	1100	1720
2.1AK280-7-3		280	— 15 (30)	4450	1100	1720
2.1MKT280-7-2	M	280	— 11 (25)	4600	1300	2230
2.1MKT280-7-3	M	280	— 11 (25)	4600	1300	2230

* K — компрессорный агрегат; KK — компрессорно-конденсаторный агрегат; M — машина; У — установка; Т — для охлаждения в технологических процессах.

** Свойства фреонов см. в табл. 5.9.

С увеличением t_0 до $t_{0,c}$ холодильная мощность Q_0 установок резко возрастает, что приводит к росту затрачиваемой мощности N^3 электродвигателя компрессора [30, 43, 45].

Значения холодильного коэффициента ϵ с увеличением t_0 также непрерывно возрастают, в то время как значения η_e установок имеют максимум, который определяет зону наиболее эффективных режимов работы той или иной установки (рис. 5.2, б).

В табл. 5.4 приведены основные данные об одноступенчатых компрессорных, компрессорно-конденсаторных агрегатах и машинах отечественного производства [7, 44].

Конструктивное объединение отдельных элементов холодильной установки на одной раме называется *агрегатом*. Под *компрессорным агрегатом* понимается компрессор с отно-

сящимся к нему оборудованием. Под *компрессорно-конденсаторным агрегатом* понимается объединение компрессора с конденсатором. Холодильная машина (или установка) включает все элементы (компрессор, конденсатор, испаритель, ресивер и т. д.).

В последнее время распространение находят установки с винтовыми компрессорами (табл. 5.5) [7, 44] и турбокомпрессорами. Они выпускаются на средние (100—1000 кДж/с) и большие (1000—10 000 кДж/с) холодильные мощности. Данные по турбохолодильным установкам и турбокомпрессорным агрегатам приведены в табл. 5.6 [7].

В тех случаях, когда разница между T_k и T_0 велика, отношение давлений p_k/p_0 становится слишком большим для одноступенчатого

Продолжение табл. 5.4

Масса, кг	Компрессор	Мощ- ность электро- двигате- ля, кВт	Конденсатор		Завод- изготовитель
			Тип	Площадь поверх- ности, м ²	
(масло ХА-23)					
1155	АУ-45	30	Водяной КТГ-13Б	14	Черкесский завод холодильного машиностроения
2060	АУУ-90	55	КТГ-26Б	26	
—	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	
3200	П-80	37	—	—	Московский завод «Компрессор»
—	П-80	37	—	—	
—	П-80	37	—	—	
—	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	
3000	П110	55	Водяной 40К	38	
4200	П220	100	Водяной 60К	61	
4400	П220-3	100	Водяной 60К	61	
4500	П110	55	Водяной 40К	38	
4700	П110-3	55	То же	38	
6800	П220	100	Водяной 60К	61	
7000	П220-3	100	То же	61	
4300	2.1ВХ280	110	—	—	
4000	2.1ВХ280	110	—	—	
7500	2.1ВХ280	110	—	—	
7500	2.1ВХ280	110	—	—	

Примечания: 1. Обозначения в типоразмерах: ФГК — фреоновый герметичный компрессорно-конденсаторный агрегат; ФАК — фреоновый агрегат компрессорно-конденсаторный; АК — аммиачный компрессорно-конденсаторный агрегат; АМ — аммиачная машина; ХМ — холодильная машина; АД (АДС) — аммиачные двухступенчатые; В — воздушное охлаждение; С — среднетемпературный; р — ротационный; Н — низкотемпературный; РЭ — электромагнитное регулирование мощности Q_0 .

2. Цифры в середине типоразмера — стандартная (при $t_0 = -15^\circ\text{C}$ и $t_k = +30^\circ\text{C}$) холодильная мощность, кДж/с; 3 — автоматическое регулирование холодильной мощности; А — автоматизированная; I; II — 16 с⁻¹; 2; I — 23,4 с⁻¹.

сжатия. В этих случаях используются много-
ступенчатые холодильные установки. При
 $p_k/p_0 \approx 7 \div (80-100)$ используются двухсту-
пенчатые, а при $p_k/p_0 > 80 \div 100$ —

трехступенчатые холодильные установки.
Обычно двухступенчатые компрессионные хо-
лодильные установки (рис. 5.3, табл. 5.7)
применяют в диапазоне температур испарения

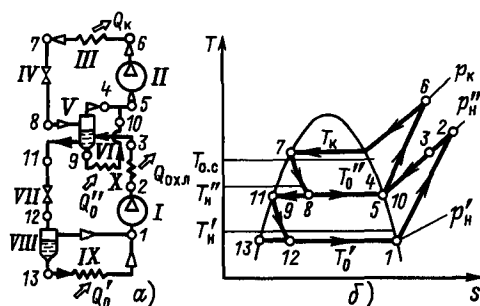


Рис. 5.3. Принципиальная схема (а) и процесс в T, s -диаграмме (б) двухступенчатой паро-компрессионной установки с двумя ступенями испарения:

I, II — компрессоры первой и второй ступеней; III — конденсатор; IV, VII — дроссельные вентили первой и второй ступеней; V — промежуточный сосуд; VI, IX — испарители первой и второй ступеней; VIII — сепаратор; X — холодильник; 1—2 и 5—6 — процессы сжатия в I и II; 6—7 — конденсация; 7—8 и 11—12 — дросселирование в IV и VII; 9—10 и 13—1 — испарение в VI и IX; 8—9 и 12—13 — сепарация в V и VIII; 2—3 — охлаждение

Таблица 5.5. Винтовые компрессорные

Типоразмер	Холодильная мощность, кДж/с	Температура, °C: кипения t_0 (конденсации t_k)	Габариты, мм		
			Длина	Ширина	Высота
Фреоновые (R-22)					
5BX-350/5ФC	122	—40 (35)	3400	1000	2100
Аммиачные					
АН130-7-6	151	—40	2800	10251	1933
АН260-7-6	300	—40	3100	1150	2200
для нижней ступени		$t_{np} = -10$			
АН350-7-2	407	—15	2970	1200	2200
5BX-350/2,6 AC	779,2	0 (35)	2900	1150	2100
5BX-350/4AC	183,7	—30	2900	1150	2100
6BX-700/2,6 AC	300	—42	3200	1600	2560
для нижней ступени		$t_{np} = -10$			
21A280-7-1	635	+5 (35)	2825	1030	1420
21A280-7-3	300	—15 (30)	2825	1030	1420
2A350-7-0	958	+5 (35)	3050	1000	2200
2A350-7-2	423	—15 (30)	3050	1000	2200

* t_{np} — промежуточная температура.

Таблица 5.6. Турбохолодильные машины и компрессорные агрегаты

Типоразмер	Условные обозна- чения*	Холодопро- изводитель- ность, кДж/с	Температура, °С: кипения t_0 (конденсации t_k)	Габариты, мм	
				Длина	Ширина
Турбохолодильные фреоновые (R-12) (масло турбинное-30)					
ХТМФ-125-1000	M	1395,6	+2 (40)	5220	2900
ХТМФ-235М-2000		1709,6	-10 (40)	5830	4430
ХТМФ-248-4000		3198	-10 (35)	8395	6800
ХТМФ-348-4000		2558	-20 (35)	8180	6385
10ТХМВ-2000-2Т		2480	+7 (40)	5250	3850
10ТХМВ-2000-2		2410	+7 (30)	5250	3850
10ТХМВ-4000-2Т		5340	+7 (40)	7040	5100
10ТХМВ-4000-2		4750	+7 (30)	7040	5100
20ТХМВ-2000-2		1900	-5 (30)	5250	3850
20ТХМВ-4000-2		4170	-5 (30)	7230	5100
20ТХМВ-2000-2Т		1850	-5 (40)	5250	3850
20ТХМВ-4000-2Т		4050	-5 (40)	7330	5140
30ТХМВ-2000-2		1510	-15 (30)	5250	3850
30ТХМВ-4000-2		3250	-15 (30)	7230	5100
ФХ18Х2-1-0			37,2	+2; $t_{0c}=20$	2040
Турбохолодильные фреоновые (R-22)					
10ТХМВ-8000-2	M	8800	+7 (30)	8300	6250
10ТХМВ-8000-2Т		9750	+7 (40)	8050	6250
20ТХМВ-8000-2		7550	-5 (30)	8200	6250
Турбохолодильные воздушные (масло Ткп-22)					
МТХМ1-25р	M	30	-50 ÷ -130	4955	2580
МТХМ1-25		26,1	-80	4800	2475
МТХМ-2-50		58	+5	5900	1800
		87 режим ТНУ	+120	5900	1800

агрегаты

Масса, кг	Частота вращения, 1/мин	Мощность электродвигателя (потребляемая), кВт	Цена, тыс. руб.	Завод-изготовитель
4230	3000	160 (105)	—	Казанский компрессорный завод
2600	2950	55	—	
4400	2950	100 (82)	13	
3200	2950	152	—	
4300	3000	185 (167)	—	
4300	3000	185	—	
5200	3000	100 (79)	—	Московский завод «Компрессор»
2475	2970	132 (112)	14,5	
2385	2970	132 (90,5)	14,5	
3300	3000	200 (165)	11,5	
3270	3000	160 (137)	11,18	

Примечание. Обозначения в типоразмерах: ВХ — винтовой холодильный; А — агрегат компрессорный; Н — низкотемпературный; трехзначные цифры — стандартная холодильная мощность, кДж/с.

и компрессорные агрегаты

Высота	Масса, кг	Компрессор, частота вращения компрессора n, 1/мин	Мощность электродвигателя (потребляемая), кВт	Цена, тыс. руб.
2515	19 515	ТКФ-125, 1500	630	—
3240	35 500	ТКФ-235М, 10 500	800 (570)	25,690
4820	79 500	ТКФ-248, 7550	1600 (1300)	28,0
3640	67 418	ТКФ-348, 7550	1250 (1200)	29,0
2800	22 000	9254	1250 (860)	76,0
2800	22 000	7831	800 (605)	76,0
3560	50 000	6529	2500 (1820)	76,0
3560	46 490	5561	2500 (1820)	90,4
2800	22 000	9254	800 (650)	76,0
3560	47 000	6529	2000 (1340)	76,0
2800	22 000	10 302	1250 (950)	76,0
3560	50 000	7125	2000 (1640)	76,0
2800	22 000	10 302	800 (650)	76,0
3560	48 480	7125	1250 (1220)	76,0
1280	3230	—	— (32,5)	76,0
4230	73 000	6529	2500 (2090)	76,0
4230	74 580	7623	4000 (3250)	76,0
4230	74 060	7623	2500 (2400)	76,0
2445	4800	21 200	110 (85)	67
2370	4450	21 200	100 (85)	67
2250	3800	18 500	110	57,5
2250	3800	18 500	110	57,5

Типоразмер	Условные обозна- чения*	Холодопро- изводитель- ность, кДж/с	Температура, °С: кипения t_0 (конденсации t_k)	Габариты, мм	
				Длина	Ширина
Турбохолодильные аммиачные					
АТКА-545-5000	} К	6400	— 17 (38)	8315	5850
АТКА-545-5000Т		5350	— 12 (48)	8315	5850
АТКА-545-4000		5700	— 23 (50)	8300	3750
АТКА-545-6000		8141	— 5	8300	3750
АТКА-445-6000		7900	— 8 (38)	8315	5850
АТКА-445-8000		10 400	0 (38)	8315	5850
Турбохолодильные пропановые					
ІАТКП-435-1000	} К	1940	— 38 (40)	7000	3500
ІАТКП-235-4000		4618	— 5 (40)	7000	3500
ІАТКП-335-2000		2507	— 25 (40)	7000	3500
АТП-5/3		5400	— 38 (47)	9850	5000

* М — машина, К — компрессорный агрегат.

Примечания: І. Обозначения в типоразмерах: АТКА — агрегат турбокомпрессорный аммиачный; АТКП — агрегат турбокомпрессорный пропановый; МТХМ — машина турбохолодильная (воздушная); ХТМФ — холодильная турбокомпрессорная машина фреоновая; ТХМВ — турбокомпрессорная холодильная машина водоохлаждающая.

Т а б л и ц а 5.7. Двухступенчатые компрессорные, компрессорно

Типоразмер	Условное обозначение	Холодильная мощность, кДж/с	Температура, °С: кипения t_0 , конденсации t_k	Габариты, мм		
				Длина	Ширина	Высота
Двухступенчатые фреоновые (R-22) (масло ХФ-22с)						
АК-ФДС-1,2-70В; ФДС-1,2-70В	КК, М	1,22	— 70 (25)	1370	900	1035
АК-ФДС-2,5-70; ФДС-2,5-70	КК, М	2,56	— 70 (25)	1370	1040	1160
ФДС-10М	М	7,0	— 80	3000	840	1380
ФДС-20М	М	14	— 80	3065	1550	1700
МКТД 30-2-5	М	29	— 70 (35)	3590	2400	2200
Двухступенчатые аммиачные (масло ХА-30)						
АДС-25	} К	32,5	— 30 (35)	2700	1045	1560
АДС-50		65	— 30 (35)	3270	1350	1755
21АДС-25-7-4		22,3	— 20 (35)	1740	1065	1445
АД55-7-4		67,5	— 40 (35)	—	—	—
АД90-7-4		110,6	— 40 (35)	2450	1450	1850
АД130-7-4	} К	157	— 40 (35)	1325	1340	2200
АД260-7-4		302	— 40 (35)	—	—	—

Продолжение табл. 5.6

Высота	Масса, кг	Компрессор, частота вращения компрессора л, 1/мин	Мощность электродвигателя (потребляемая), кВт	Цена, тыс. руб.
6320	23 850	ТКА-545, 15 000	4000 (2800)	74,9
6320	23 850	ТКА-545, 14 400	4000 (2860)	74,9
6450	36 820	ТКА-545, 16 280	4000	74,9
6450	36 820	ТКА-545, 13 680	4000	—
6320	21 650	ТКА-545, 13 770	3150 (2400)	71,55
6320	21 650	13770, 13 100	3150 (2635)	71,55
6000	20 203	ТКП-435, 15 000	1600 (1150)	48,57
6000	24 000	ТКП-235, 15 000	2500 (1270)	47,35
6000	24 000	ТКП-335, 15 000	2000 (1137)	47,8
4000	57 600	8800	6300 (4250)	150,0

2. Первые цифры - количество рабочих колес; две вторые -- диаметр рабочих колес; последние (четырёхзначные) - холодопроизводительность, кДж/с; Т — тропическое исполнение.

3. Завод-изготовитель — Казанский компрессорный завод (ФХ18Х2-1-0 — страшенский завод «Комплектхолодмаш» Молдавской ССР).

конденсаторные агрегаты и машины

Мас- са, кг	Компрессор	Мощность электродви- гателя, кВт	Конденсатор		Завод- изготовитель
			Тип	Поверх- ность, м ²	
600	I ступень 22ФУС12	3	Водяной (10501)	42	} ПО «Одессхо- лодмаш»
870	II ступень 22ФВС6	—			
870	I ступень 22ФУУС25	5,5	} КТР-55А	—	} Московский завод «Компрессор»
5742	II ступень 22ФВС6	40			
5742	I ступень БФУ10М	30			
8760	II ступень 22ФВ100/ЗД	75			
8760	I ступень БФУУ20М	90	}	—	
7200	II ступень 22ФУ200/4	115			
7200	ВХ30-2-7 П110				
1355	I ступень АУ-45	13	} КТР-55А	53,6	} Черкесский завод холо- дильного ма- шиностроения
1930	II ступень АВ-22	10			
1930	I ступень АУУ-90	30			
—	II ступень АУ-45	22			
2600	—	55	} КРТ-55А	53,6	} Московский за- вод «Компрес- сор»
3000	I ступень РБ-90	40			
5700	II ступень П-110	75			
5700	Бустер-компрессор 5ВХ-350/2	55			
5700	Компрессорный агрегат П110	75	}		
7590	ВХ260-7-4/П220	152			

Продолжение табл. 5.7

Типоразмер	Условное обозначение	Холодильная мощность, кДж/с	Температура, °С: кипения t_0 , конденсации t_k	Габариты, мм		
				Длина	Ширина	Высота
21АД300-7-5	}	318	— 40 (35)	—	—	—
ДА0275П		320	— 40 (35)	4600	3630	1735
ДА0550-П		640	— 40 (35)	6225	3630	1735
ДА0Н175П		203	— 50 (35)	4660	3630	1735
ДА0Н350-П		407	— 50 (35)	6225	3630	1735

* К — компрессорные агрегаты; КК — компрессорно-конденсаторные агрегаты; М — машины.

Примечания: 1. Условные обозначения в типоразмерах: АК — агрегат компрессорно-конденсаторный.

2. Первые цифры — холодильная мощность, кДж/с.

Таблица 5.8. Каскадные фреоновые

Типоразмер	Холодильная мощность, кДж/с	Диапазон температуры кипения хладагента t_0 , °С	Габариты, мм		
			Длина	Ширина	Высота
ТКСИ-02-80 (каскады R-12)	0,58	— 80 ÷ + 100	2810	1105	995
ФКМ25-90А	25,5	— 85 ÷ — 90 ($t_s = 22$)	4120	1240	2745
МКТН20-3-4 (R-22; R-13)	26,2 (22 500)	— 85 ($t_s = 25$)	3950	3200	1840

Примечания: 1. В типоразмерах: ТК — термокамера, С — сундучного типа, И — испарительная машина; 25 — холодильная мощность, кДж/с; 90 — температура, °С.

2. Верхняя ступень каскада R-22 — масло ХФ-22с-16; нижняя ступень каскада R-13 — масло

нижней ступени $t_0 = -60 \div -80$ °С. При более низких температурах применяя трехступенчатые (см. рис. 5.23, табл. 5.24) и каскадные холодильные установки.

Как видно из рис. 5.3, двухступенчатая установка представляет собой систему, состоящую из двух одноступенчатых установок, соединенных между собой через промежуточный сосуд.

Холодильный коэффициент (см. § 5.1), так же как удельный расход электроэнергии на выработку единицы холода, при его получении на двух уровнях не вычисляется, так как не имеет физического смысла. КПД установки

$$\eta_e = \frac{Q'_0(\tau'_0)_0 + Q''_0(\tau''_0)_0}{N'_1 + N''_1},$$

где $(\tau'_0)_0$ и $(\tau''_0)_0$ подсчитываются по (5.2) для температур T'_0 и T''_0 .

Каскадные холодильные установки при-

меняются в основном для получения $t_0 = -50 \div -90$ °С (рис. 5.4). Каскадные установки состоят из нескольких одноступенчатых холодильных установок, работающих на разных хладагентах. Это дает возможность подобрать на каждом уровне наиболее подходящие по давлениям конденсации и испарения рабочие тела.

На рис. 5.4 показаны принципиальная схема и процесс холодильной установки с двумя ступенями каскада. Диаграммы для двух веществ совмещены. Компрессор-испаритель служит конденсатором для нижней ступени каскада и испарителем для верхней ступени. Каждая ступень каскада рассчитывается как самостоятельная одноступенчатая установка.

Нижняя ступень каскада работает на хладагентах с более низкой нормальной температурой кипения. К таким агентам относятся, например, фреоны (R-13, R-14, R-23), этан (C_2H_6), этилен (C_2H_4) и др. Верхняя ступень

Продолжение табл. 5.7

Мас- са, кг	Компрессор	Мощность электро- двигателя, кВт	Конденсатор		Завод- изготовитель
			Тип	Поверх- ность, м ²	
7500	—	—	—	—	} ПО «Пенз- компрессор- маш»
7250	—	175	—	—	
13 250	—	350	—	—	
7300	—	160	—	—	
13 300	—	320	—	—	

саторный; Ф — фреоновая; ДС — двухступенчатая; 70 — температура кипения; В — воздушное охлаж-

установки

Масса, кг	Компрессор	Мощность электро- двигателя, кВт	Тип конденсатора: площадь; поверхность, м ²	Завод-изготовитель
1045	22ФВС6	10,5	—	ПО «Одессхолодмаш»
14 327	13ФВС6	75 (52)	Водяной; 53,6	} Московский завод «Компрессор»
12 280	ФУН-200 (2 шт.) П220-2-2	45 (43,5)	КХН-85; 82,7	

ная; 02 — полезный объем, м³; 80 — температура в рабочей камере, °С; ФКМ — фреоновая каскадная ФМ-5,6 АП.

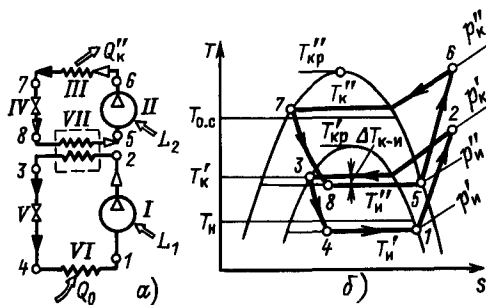


Рис. 5.4. Принципиальная схема (а) и процесс (б) в T, s -диаграмме каскадной парокомпрессионной установки:

I, II — компрессоры нижней и верхней ступеней; III — конденсатор; IV, V — дроссельные клапаны; VI — испаритель; VII — конденсатор-испаритель; $1-2$ и $5-6$ — процессы сжатия в I и II ; $6-7$ и $2-3$ — конденсация; $7-8$ и $3-4$ — дросселирование; $8-5$ и $4-1$ — испарение

каскада работает на аммиаке (NH_3), фреонах R-12, R-22, R-115 и др. Данные по каскадным установкам приведены в табл. 5.8 [7, 44].

В последние годы разработаны новые регенеративные установки на многокомпонентных газовых смесях, которые в области низкотемпературной холодильной техники имеют КПД более высокий, чем каскадные, и работают с одним компрессором [26, 30, 45].

5.2.2. ХЛАДАГЕНТЫ ПАРОКОМПРЕССИОННЫХ УСТАНОВОК И ХЛАДОНОСИТЕЛИ

К хладагентам относятся рабочие вещества, имеющие при давлениях, близких к 0,1 МПа, сравнительно низкую температуру кипения t_s . Эта температура называется *нормальной температурой кипения* хладагентов.

В табл. 5.9 приведены основные свойства

Т а б л и ц а 5.9. Теплофизические свойства холодильных

Хладагент	Химическая формула	Обозначение фреонов по между-народному стандарту ИСО 817-74	Молекулярная масса	Температура насыщения t_s при 0,1 МПа, °C
Аммиак	NH ₃	R-717	17,031	— 33,35
Диоксид углерода	CO ₂	—	44,01	— 78,52
Четыреххлористый углерод (фреон-10)	CCl ₄	R-10	153,8	76,7
Монофтортрихлорэтан (фреон-11)	CFCl ₃	R-11	137,39	23,7
Дифтордихлорметан (фреон-12)	CFCl ₂	R-12	120,92	— 29,8
Дифтормонобромхлорметан (фреон-12B1)	CF ₂ ClBr	R-12B1	165,4	— 3,8
Трифтормонохлорметан (фреон-13)	CF ₃ Cl	R-13	104,47	— 81,5
Трифтормонобромметан	CF ₃ Br	R-13B1	148,9	— 58,7
Тетрафторметан (фреон-14)	CF ₄	R-14	88,01	— 128,0
Монофтордихлорметан (фреон-21)	CFHCl ₂	R-21	102,92	8,9
Дифтормонохлорметан (фреон-22)	CHF ₂ Cl	R-22	88,48	— 40,8
Трифторметан (фреон-23)	CHF ₃	R-23	70,01	— 82,20
Дихлорметан (фреон-30)	CH ₂ Cl ₂	R-30	84,94	39,2
Хлористый метил (фреон-40)	CH ₃ Cl	R-40	50,49	— 23,74
Трифтортрихлорэтан (фреон-113)	C ₂ F ₂ Cl ₃	R-113	187,39	47,68
Тетрафтордихлорметан (фреон-114)	C ₂ F ₄ Cl ₂	R-114	170,91	3,5
Пентафтормонохлорэтан (фреон-115)	C ₂ F ₅ Cl	R-115	154,48	— 38,0
Дифтормонохлорэтан (фреон-142)	C ₂ F ₂ ClH ₃	R-142	100,48	— 9,25
Трифторэтан (фреон-143)	C ₂ H ₃ F ₃	R-143	84,04	— 47,6
Дифторэтан (фреон-152)	C ₂ H ₄ F ₂	R-152	66,05	— 25,0
Хлористый этил (фреон-160)	C ₂ H ₅ Cl	R-160	65,42	12,2
Перфторпропан (фреон-218)	C ₃ F ₈	R-218	188,03	— 36,7
н-Перфторбутан	C ₄ F ₁₀	—	238,04	— 1,72
Азеотропная смесь фреона-22 (48,8 %) и фреона-115 (51,2 %)	—	R-502	111,64	— 45,6
Октафторциклобутан	C ₄ F ₈	R-C318	200,04	— 5,97
Этан	C ₂ H ₆	R-170	30,06	— 88,6
Пропан	C ₃ H ₈	R-290	44,1	— 42,17
Бутан	C ₄ H ₁₀	—	58,08	— 0,6
Изобутан	(CH ₃) ₃ CH	—	58,12	— 11,7
Пентан	C ₅ H ₁₂	—	32,70	36,0
Этилен	C ₂ H ₄	—	28,05	— 103,7
Пропилен	CH ₂ = CH — CH ₃	—	42,08	— 47,7
Метиламин	CH ₃ NH ₂	—	31,06	— 6,7
Этиламин	C ₂ H ₅ NH ₂	—	45,08	7,00

агентов [30,34]

Температура критическая $t_{кр}, ^\circ\text{C}$	Давление критическое $p_{кр}, \text{МПа}$	Давление при $t_k = 90^\circ\text{C}$, $p_{90}, \text{МПа}$	Температура затвердевания $t_z, ^\circ\text{C}$	Показатель изотропии χ	Плотность жидкости, кг/м^3	Теплота парообразования при t_k , кДж/кг
132,4	11,5	—	—77,7	1,30	682	1370
31,0	7,5	—	—56,6	1,30	1180	571,5
283,14	4,6	—	—22,9	1,18	—	—
198,0	4,37	0,67	—111,0	1,13	1472	183,5
112,04	4,12	2,79	155,0	1,14	1486	167,2
153,7	4,25	1,13	—	—	—	132
28,78	3,9	—	—180,0	—	1519	149,2
67,5	3,95	—	—143,2	1,116	—	118
—45,5	3,8	—	—184,0	1,220	1960	143,19
178,5	5,17	1,06	—135,0	1,160	—	239
96,13	4,99	4,44	—160,0	1,160	1285	234
—	—	—	—160,0	—	1489	278,4
235,4	6,1	—	—96,7	1,18	—	—
143,1	6,8	—	—97,6	1,20	—	—
214,1	3,39	0,34	—36,6	1,09	1520	145,5
145,8	3,33	1,15	—94,0	1,107	1540	136,5
80,0	3,3	—	—106,0	1,09	1258	131,47
136,45	4,14	—	—130,80	1,135	1202	223,58
73,1	3,8	—	—111,3	—	—	—
113,5	4,6	—	—138,70	1,16	—	—
187,2	5,3	—	—	—	—	—
71,9	—	—	—	—	—	—
113,3	—	—	—	—	628	97,97
90,0	—	—	—	—	—	—
115,32	2,78	1,72	—40,2	—	—	112
32,1	5,0	1,21	—183,2	1,25	546	490,2
96,8	4,3	1,14	—187,1	1,13	582	427,4
153,0	3,6	1,144	—135,0	—	601	385,9
133,7	3,8	—	—159,6	—	580	381,3
197,0	3,4	1,12	—131,5	1,09	626	360,3
9,5	5,2	1,24	—169,5	—	567	481,8
91,4	4,7	1,17	—185,0	—	608	438,7
156,90	7,6	—	—92,5	1,18	—	—
164,60	5,6	—	—93,0	1,15	—	—

холодильных агентов, применяемых в паро-компрессионных холодильных установках.

Хладоносители — это жидкости с низкими температурами затвердевания, которые применяются для транспортировки холода от холодильных установок к потребителям.

В табл. 5.10—5.13 приведены основные физические свойства водных растворов хладоносителей [30].

Таблица 5.10. Физические свойства водного раствора хлористого натрия

Массовая концентрация ξ , %	Температура затвердевания, °C	Плотность (при $t = 15$ °C), ρ , кг/м ³	Теплопроводность (при 0 °C), Вт/(м·K)	Теплоемкость (при 0 °C), кДж/(кг·K)
0,1	0	1000	0,582	4,19
1,5	−0,9	1010	0,579	4,07
2,9	−1,8	1020	0,577	4,0
5,6	−3,5	1040	0,570	3,88
9,6	−6,4	1070	0,565	3,71
17,5	−13,6	1130	0,550	3,48
23,1	−21,2	1175	0,540	3,33
26,3	0	1203	0,535	3,25

Примечание. ξ — отношение массы соли к массе раствора.

Растворы хлористого натрия NaCl, хлористого кальция CaCl₂, этиленгликоля HOCH₂CH₂OH и фреона R-11 CFC1₃ практически применяются до температуры t_0 , равной соответственно от −16, −50, −65 и −90 до −100 °C.

Таблица 5.11. Физические свойства водного раствора хлористого кальция

Массовая концентрация ξ , %	Температура затвердевания, °C	Плотность (при $t = 15$ °C), ρ , кг/м ³	Теплопроводность (при 0 °C), Вт/(м·K)	Теплоемкость (при 0 °C), кДж/(кг·K)
0,1	0	1000	0,581	4,19
5,9	−3,9	1050	0,567	—
11,5	−7,1	1100	0,553	3,50
17,8	−14,2	1160	0,530	3,17
23,8	−25,7	1220	0,502	2,93
26,6	−34,6	1250	0,488	2,84
28,4	−43,6	1270	0,478	2,78
29,9	−55,0	1286	0,472	2,74
30,3	−50,6	1290	0,470	—
31,2	−41,6	1300	0,465	—
33,3	−27,1	1320	0,457	—
34,7	−15,6	1340	0,448	—
37,3	0	1370	0,435	2,53

Таблица 5.12. Физические свойства водных растворов пропиленгликоля

Свойство	Температура, °C	Массовая концентрация глицоля, %				
		20	30	40	50	60
Плотность, кг/м ³	20	1014,4	1023,3	1031,5	1078,0	1042,2
	0	1019,7	1033,7	1042,6	1052,0	1056,7
	−15	—	—	1051,7	1060,6	1065,1
Теплопроводность, Вт/(м·K)	30	0,532	0,494	0,46	0,426	—

Таблица 5.13. Физические свойства водных

Массовая концентрация этиленгликоля, %	Плотность при 15 °C, кг/м ³	Температура затвердевания, °C	Теплоемкость c_p , кДж/(кг·K)				
			+50 °C	20 °C	0 °C	−10 °C	−20 °C
4,6	1005	−2	4,15	4,15	4,1	—	—
8,4	1010	−4	4,1	4,06	4,06	—	—
12,2	1015	−5	4,06	4,02	3,98	—	—
16,0	1020	−7	4,02	3,94	3,9	—	—
19,8	1025	−10	3,98	3,9	3,86	—	—
23,6	1030	−13	3,94	3,86	3,77	3,77	—
27,4	1035	−15	3,86	3,77	3,72	3,69	—
31,2	1040	−17	3,8	3,72	3,64	3,64	—
35,0	1045	−21	3,72	3,64	3,57	3,57	—
38,8	1050	−26	3,69	3,57	3,52	3,48	3,44
42,6	1055	−29	3,6	3,48	3,44	3,39	3,35
46,4	1060	−33	3,52	3,39	3,35	3,31	3,27

Водные растворы этиленгликоля имеют температуры затвердевания [30], приведенные ниже:

Объемная концентрация этиленгликоля, % . . .	0	10	20	30	40	45	50	55	60	70
Начало затвердевания, °C	0	-3,7	-8,9	-16	-25,5	-31,1	-37,2	-43	-51	-67,2

Водный раствор пропиленгликоля используется для непосредственного замораживания пищевых продуктов. Он не обладает запахом, не вызывает коррозию металлов и имеет температуры затвердевания:

Объемная концентрация пропиленгликоля, %	10	20	30
Начало затвердевания, °C	-3,3	-7,2	-12,8

Продолжение

Объемная концентрация пропиленгликоля, %	40	50	60
Начало затвердевания, °C	-20,8	-32,2	-52

5.2.3. АБСОРБЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Абсорбционные холодильные установки отличаются от парокомпрессионных тем, что вместо механического компрессора в них используется термохимический.

Работа термохимического компрессора (рис. 5.5; термохимический компрессор обведен штриховой линией) обеспечивается двумя аппаратами — абсорбером I и генератором II. Первый обеспечивает всасывание пара рабоче-

го тела из испарителя при давлении p_n , второй — нагнетание рабочего тела в конденсатор при $p_k > p_n$. Всасывание рабочего тела в абсор-

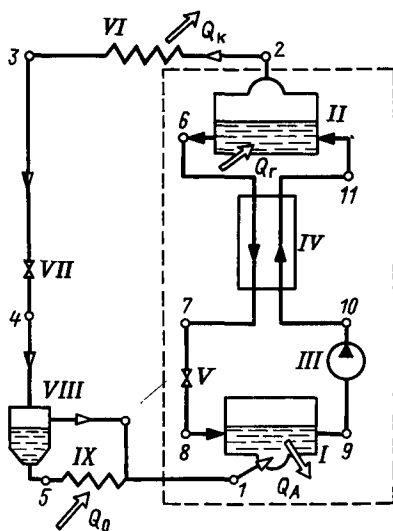


Рис. 5.5. Принципиальная схема абсорбционной холодильной установки:

I — абсорбер; II — генератор; III — насос крепкого раствора; IV — теплообменник; V — дроссель слабого раствора; VI — конденсатор; VII — дроссель; VIII — сепаратор; IX — испаритель; 2—3 — конденсация; 3—4 — дросселирование; 4—5 — сепарация; 5—1 — испарение; 8—9 — образование крепкого раствора; 9—10 — повышение давления; 10—11 — нагрев крепкого раствора; 11—6 — образование слабого раствора; 6—7 — охлаждение слабого раствора; 7—8 — дросселирование

растворов этиленгликоля

Вязкость $\eta \cdot 10^4$, кг·с/м ²					Теплопроводность λ , Вт/(м·К)				
50 °C	20 °C	0 °C	-10 °C	-20 °C	50 °C	20 °C	0 °C	-10 °C	-20 °C
0,6	1,10	2,0	—	—	0,615	0,58	0,556	—	—
0,7	1,20	2,3	—	—	0,591	0,569	0,545	—	—
0,7	1,40	2,6	—	—	0,58	0,545	0,535	—	—
0,8	1,50	2,9	—	—	0,556	0,535	0,51	—	—
0,8	1,70	3,2	—	—	0,545	0,523	0,5	—	—
0,9	1,80	3,6	5,2	—	0,523	0,5	0,487	0,487	—
0,9	2,00	4,0	5,8	—	0,51	0,487	0,476	0,476	—
1,0	2,00	4,5	6,80	—	0,5	0,476	0,465	0,465	—
1,1	2,50	5,0	7,8	—	0,476	0,465	0,465	0,453	—
1,2	2,80	5,7	8,8	14,5	0,465	0,453	0,453	0,453	0,453
1,4	3,00	6,30	9,8	16,4	0,441	0,441	0,441	0,441	0,441
1,6	3,50	7,00	11	18,5	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429

Т а б л и ц а 5.14. Абсорбционные водо

Характеристика	АХУ-2700/ 10	АХУ-2500/ +1	АВХА-500/ 30	АВХМ-14000/ 12-1
Холодопроизводительность Q_0 , кДж/с	3140	2908	640	17 000
Температура испарения t_0 , °С	—10	+1	—30	—12
Температура охлаждающей воды (вход/ выход), °С	25/30	25/35	28/38	27/39
Температура греющего агента t_r , °С:				
конвертерный газ	137/125	125/107	—	141,5/126
пар + газ	126/122	—	—	—
Давление греющего агента пара p_r , МПа	—	—	0,45	0,7
Расход греющего агента G_r :				
конвертерный газ, м ³ /ч *	102 500	205 0000	—	417 523 + + 62 400 (влажный пар)
пар + газ, м ³ /ч *	9230	—	—	—
пар, т/ч	—	—	3,8	38,5
Расход охлажденной воды, м ³ /ч	420	430	250	2748
Холодильный коэффициент ϵ	0,446	0,556	0,29	0,462
КПД η , %	5	3,9	6	5,6
Масса установок	375	370	108	1030
Габариты, м:				
длина	—	—	12	—
ширина	—	—	10,8	—
высота	—	—	10,5	—
Завод-изготовитель	НПО «Пензхиммаш»			

* Расход, м³/ч, указан при $p=0,1$ МПа и $t=0$ °С.

бере производится абсорбентом (например, водой при рабочем теле — аммиаке), который охлаждается путем отвода теплоты Q при T , близкой к T_0 . В контур термохимического компрессора иногда вводятся дефлегматор и ректификатор для более тщательной очистки рабочего тела от примеси абсорбента [30].

Расчет абсорбционных установок обычно проводится посредством h , ξ -диаграммы (энthalпия — концентрация) смеси хладагент — абсорбент [30, 35, 43].

Энергетический баланс абсорбционной установки имеет вид

$$Q_r + Q_0 + L_n = Q_k + Q_a. \quad (5.12)$$

откуда следует

$$Q_0 = Q_k - Q_r + Q_a - L_n.$$

Значение L_n обычно невелико по отношению к любому из значений Q_0 , Q_k , Q_r и Q_a .

Холодильный коэффициент ϵ у абсорбционных установок определяется полученной холодопроизводительностью Q_0 и количеством затраченной в генераторе теплоты Q_r :

$$\epsilon = Q_0 / Q_r. \quad (5.13)$$

КПД абсорбционной установки определяется по формуле

$$\eta_e = \frac{Q_0(\tau_e)_0}{Q_r(\tau_e)_r}, \quad (5.14)$$

где значения τ_e соответствуют температурам T_r и T_0 [формула (5.2)].

В промышленности наиболее распространены два типа абсорбционных установок: водоаммиачные (табл. 5.14 [7, 44]), применяемые, как правило, для получения холода при отрицательных температурах ($t_0 = -10 \div -30$ °С), и бромисто-литиевые (табл. 5.15) [7, 44], производящие холод для систем кондиционирования при температуре $t_0 \approx (4 \div 7)$ °С. Кроме того, в некоторых малых (торговых и домашних) холодильниках используются безнасосные абсорбционные холодильные установки [30].

В абсорбционных бромисто-литиевых холодильных установках (рис. 5.6) хладагентом служит вода (H_2O), а абсорбентом — бромистый литий ($LiBr$).

Охлаждение технологической воды в испарителе IX достигается за счет ее кипения в вакууме, который создается вакуум-насосом.

Метод расчета установок дан в [30, 35, 36]. Холодильный коэффициент и КПД установки определяются по формулам (5.13) и (5.14).

аммиачные установки

АВХМ-14000/ 12-11	АВХМ-5500/ +1	АВХМ-3000/ 34	АВХМ-7000/ 10	АВХМ-2000/ 34	Двухступенчатая АВХМ-6800/ 10-2500/+1
16 300 —12 27/39	6400 +1 27/39	3500 —34 27/39	8260 —10 27/39	2330 —34 27/38	7900 и 2910 —10; +1 27/39
— 126/122 0,7	126/107 — —	— — 0,7	— 126/122 0,45	— — 0,7	140/107 — 0,45
— 37 030 31,2 2642 0,52 5,6 980	417 523 + +37 000 (влажный пар) — — 869 0,298 3,6 490	— — 19,2 797 0,396 6,8 515	— — 18 615 18,25 1388 0,32 4,5 515	— — — 12,8 536 0,32 7,2 270	215 000 + +33 800 (влажный пар) — 15,4 1650 0,474 5,4/3,3 1125
— — —	— — —	— — —	34 18 26	34 12 26	34 24 26

Т а б л и ц а 5.15. Абсорбционные бромисто-литиевые установки

Характеристика	АВХМ-500	АВХМ-1000	АВХМ-3000 (АВХМ- 2500)	АВХМ- 6000 (АВХМ- 5000)
Холодопроизводительность, кДж/с	581,5	1105	3020	5800
Температура испарения t_0 , °С	+7	+7	+7	+7
Расход охлажденной (холодной) воды, м ³ /ч	—	200	500	840
Греющая среда — горячая вода: температура t , °С	120	120	110	110
расход, м ³ /ч	40	80	180	340
Греющая среда — пар: давление, МПа	—	0,165	0,13	0,15
расход, т/ч	1,4	2,8	6,5	13
Температура охлаждающей воды, °С	26	26	26	26
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	125	250—400	600—800	1200
Установленная мощность электродвигате- лей насосов, кВт	—	15,5	38,2	86,4
Холодильный коэффициент ε	0,7	0,7	0,7	0,7
КПД η , %	3,25	3,25	3,25	3,25
Масса бромистого лития, т	—	4,2	10	20
Габариты, мм:				
длина	6730	7800	11 600	15 000
ширина	1704	2950	4100	5800
высота	3450	4850	5940	8300
Масса агрегата, т	15 950	35 200	80 000	130 000
Цена, тыс. руб.	—	65	120	195
Завод-изготовитель	НПО «Пензхиммаш»			

Таблица 5.16. Термодинамические свойства рабочих тел и абсорбентов

Свойства	Рабочие тела		Абсорбент		
	Аммиак NH_3	Вода H_2O^*	Едкий натрий NaOH	Едкий калий KOH	Бромистый литий LiBr
Молекулярная масса	17	18	40	56	87
Нормальная температура кипения, $^{\circ}\text{C}$	-33,4	+100	1390	1337	1312
Плотность жидкости, кг/м^3 :					
при 0°C	0,610	1000	—	—	—
при 20°C	—	1	2,13	2,04	3,46
Теплоемкость жидкости при 0°C , $\text{кДж/(кг}\cdot\text{K)}$	4,77	4,19	—	—	—

* Вода может использоваться и в качестве абсорбента.

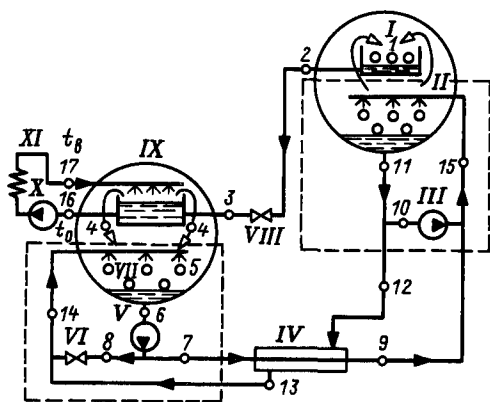


Рис. 5.6. Принципиальная схема абсорбционной бромисто-литиевой холодильной установки:

I — конденсатор; *II* — генератор; *III* — рециркуляционный насос; *IV* — регенеративный теплообменник; *V* — насос крепкого раствора; *VI* — клапан; *VII* — абсорбер; *VIII* — дроссельный клапан; *IX* — испаритель; *X* — водяной насос; *XI* — потребитель холода (например, кондиционер); 1—2 — конденсация H_2O ; 2—3 — дросселирование H_2O ; 3—4 — испарение H_2O ; 3—16 — получение холодной технологической воды; 6—7 — повышение давления раствора; 7—9 — нагрев раствора; 15—11 — образование слабого раствора; 12—13 — охлаждение раствора; 14—5 — дросселирование раствора; 5—6 — образование крепкого раствора; 16—17 — повышение давления и нагревание технологической воды

В табл. 5.16 приведены термодинамические параметры ряда рабочих тел и абсорбентов.

В настоящее время находят наибольшее применение пары рабочих агентов — абсорбентов: $\text{NH}_3 - \text{H}_2\text{O}$; $\text{H}_2\text{O} - \text{LiBr}$; $\text{H}_2\text{O} - \text{NaOH}$ или KOH .

5.2.4. СТРУЙНЫЕ УСТАНОВКИ

Струйные холодильные установки работают за счет использования кинетической энергии расширяющегося потока газа или пара.

На практике применяют два типа струйных холодильных установок — парозжекторные и вихревые.

В парозжекторных установках (рис. 5.7) основным аппаратом, осуществляющим повышение давления инжектируемой среды, служит струйный эжектор [30,31]. Классификацию струйных аппаратов см. в табл. 5.12; принцип работы эжектора см. в § 5.4 кн. 3 настоящей серии. Эжектор инжектирует поток G_n из испарителя *II*. После эжектора смешанный поток $G_n + G_p$ с повышенным давлением конденсируется в конденсаторе *III*. Вакуум в конденсаторе поддерживается вспомогательными эжекторами *IV*, которые отсасывают воздух и другие газы, попадающие в конденсатор *III*. Вспомогательные эжекторы, как правило, работают на паре тех же параметров, что и главные эжекторы. В некоторых случаях может применяться пар других параметров.

Метод расчета струйных эжекторов приведен в [30, 31]. Эффективность эжектора определяется по (5.150) (§ 5.4 кн. 3 настоящей серии).

В наиболее распространенных парозжекторных установках в качестве рабочего тела используется водяной пар. Поэтому температура в испарителе *II* поддерживается выше 0°C и, как правило, находится в интервале $7-13^{\circ}\text{C}$.

Холодильный коэффициент парозжекторной установки

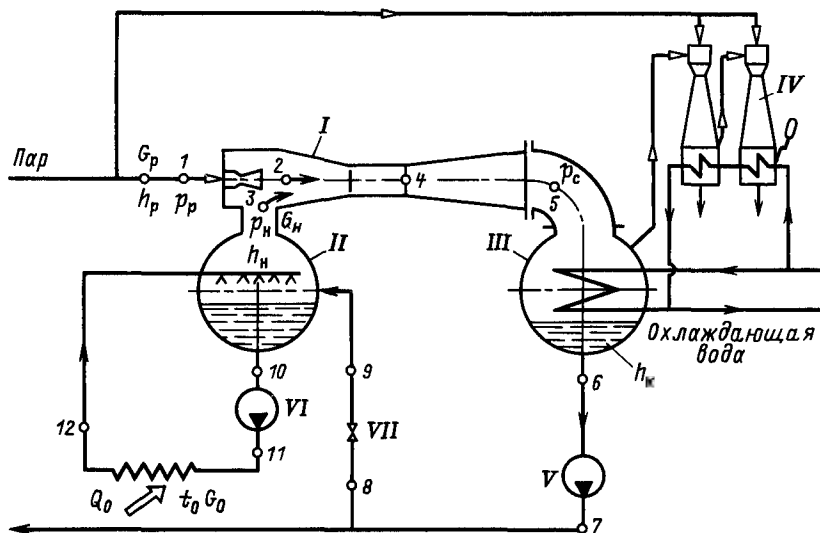


Рис. 5.7. Схема парозжекторной холодильной установки:

I — главный эжектор; *II* — испаритель; *III* — конденсатор; *IV* — вспомогательные эжекторы; *V*, *VI* — насос; *VII* — дроссель; *1—2* — расширение пара в сопле; *3—4* и *2—4* — смешение инжектируемого и рабочего пара; *4—5* — сжатие смешанного пара; *5—6* — конденсация; *6—7* — повышение давления конденсата; *8—9* — дросселирование; *10—11* — повышение давления холодной воды; *11—12* — подогрев холодной воды (производство холода)

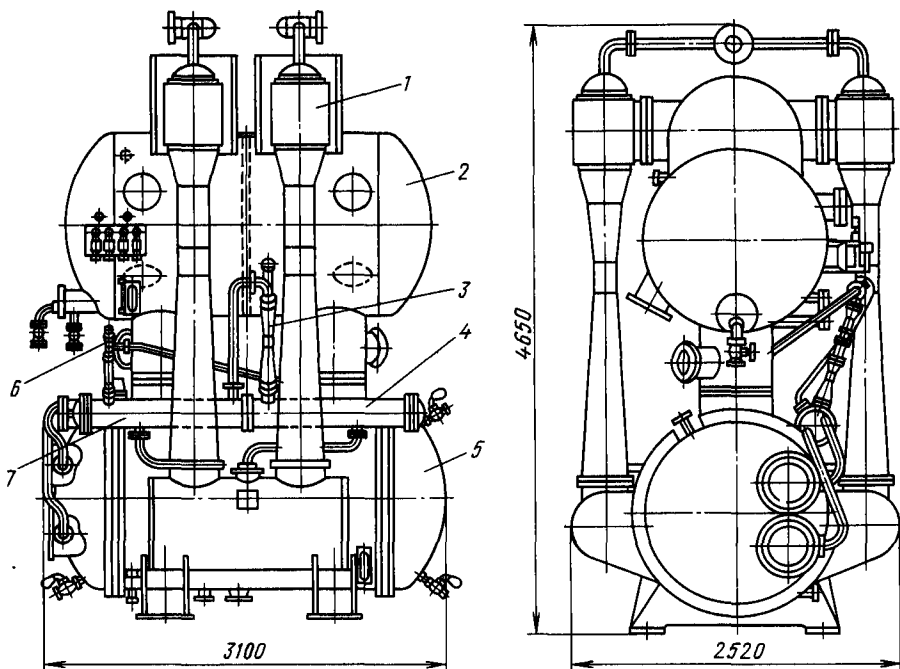


Рис. 5.8. Парозжекторная холодильная установка 17Э:

1 — главный эжектор; *2* — испаритель; *3* — эжектор 1-й ступени; *4* — конденсатор 1-й ступени; *5* — главный конденсатор; *6* — эжектор 2-й ступени; *7* — конденсатор 2-й ступени

Таблица 5.17. Пароводяные эжекторные

Характеристика	Типоразмер		
	11Э	11Э/7	15Э*
Холодопроизводительность Q_0 , кДж/с	1160	1400	1745
Хладоноситель — вода:			
температура на выходе из испарителя, °С	13	13	13
расход, м³/с (м³/ч)	0,035 (125)	0,035 (125)	(350)
Охлаждающая вода:			
температура на входе в конденсатор, °С	Пресная 38	Пресная 38	Пресная 38
расход, м³/с (м³/ч)	0,23 (810)	0,23 (810)	(1000)
соленость морской воды, %	—	—	—
избыточное давление, МПа	—	—	—
Рабочий пар:			
давление (избыточное) перед главными эжекторами, МПа	0,1	0,7	0,7
давление (избыточное) перед вспомогательными эжекторами, МПа	0,7	0,7	0,7
расход на главные эжекторы, кг/с (м³/ч)	2,29 (8200)	(8000)	(10 000)
расход на вспомогательные эжекторы, кг/с (м³/ч)	0,11 (400)	0,11 (400)	—
температура, °С	225	225	225
степень сухости, не менее	0,94	0,94	—
Тип конденсатора	Смешивающий (барометрический)		
Габариты, мм:			
длина	3500	3500	6250
ширина	2800	2800	2440
высота	5850	5780	4235
Масса, кг	5530	5200	15 800
Цена, тыс. руб.	8,8	8,6	—
Изготовитель	Московский завод «Компрессор»		

* Снята с производства.

Примечание. Обозначения типоразмера: первые две цифры — порядковый номер; Э — эжектор.

$$\varepsilon = \frac{G_n(h_n - h_k)}{G_p(h_p - h_k)}, \quad (5.15)$$

где $G_p(h_p - h_k) = Q_p$ — расход теплоты рабочего пара; $G_n(h_n - h_k) = Q_0$ — холодопроизводительность установки.

Удельный расход теплоты на единицу холода определяется по формуле (5.7), в которую для данного случая вместо N подставляется Q_p .

Эффективность паровэжекторной установки определяется значением эксергетического КПД

$$\eta_e = \frac{Q_0(\tau_e)_0}{G_p(e_p - e_k)}, \quad (5.16)$$

где e_p и e_k — эксергии соответственно рабочего пара и конденсата, кДж/кг (определяются по e , h -диаграмме воды); $(\tau_e)_0$ — коэффициент работоспособности холода, определяется по формуле (5.2).

Основные показатели эжекторных холодильных установок приведены в табл. 5.17.

Холодильные коэффициенты паровэжекторных холодильных установок составляют примерно 0,2, а эксергетический КПД находится в пределах 3–3,5 %.

На рис. 5.8 показан общий вид установки 17Э.

В вихревых установках, относящихся также к струйным, основным элементом, осуществляющим трансформацию теплоты, служит вихревая труба.

Вихревая труба (рис. 5.9) конструктивно проста, так как не имеет движущихся частей.

Вихревой эффект (эффект Ранка), создаваемый вихревой трубой, заключается в температурном разделении потока газа; исходный сжатый поток разделяется на два — внутренний, выходящий через диафрагму 3, более холодный (с температурой t_k), чем исходный, и внешний, выходящий с противоположной стороны, — более горячий (с температурой t_r) [21].

холодильные установки

Типоразмер					
16Э	16ЭП	17Э	17ЭП	18Э	18ЭП
1400	1400	700	700	350	350
9	9	9	9	7	7
0,097 (350)	0,097 (350)	0,049 (175)	0,049 (175)	0,028 (100)	0,028 (100)
Морская 30 0,35 (1250)	Пресная 30 0,35 (1250)	Морская 30 0,18 (650)	Пресная 30 0,18 (650)	Морская 30 0,117 (420)	Пресная 30 0,117 (420)
35	—	35	—	35	—
0,6	0,6	0,6	0,6	0,25	0,25
0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
(6200)	(6200)	(3100)	(3100)	(2000)	(2000)
0,11 (400)	0,11 (400)	0,11 (400)	0,11 (400)	0,11 (400)	0,11 (400)
250	250	250	250	250	250
0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
поверхностный					
5180	5180	3000	3000	3650	3650
2520	2520	2520	2520	1650	1650
4650	4650	4635	4635	2100	2100
15 760	15 055	10 100	9050	4350	9050
—	—	—	18,380	—	10,2

ная; П — модификация для пресной воды; цифра после дроби — модификация по давлению.

Количество получаемого холодного потока G_x или его доля $\mu = G_x/G_c$ (отношение массы холодного потока к массе суммарного количества газа, подведенного к вихревой трубе) регулируется клапаном 4. Доля горячего потока равна $1 - \mu$. Давление горячего и холодного потоков на выходе из установки ниже давления p_c ($p_x < p_c$; $p_r < p_c$).

Понижение температуры Δt_x определяется по разности температур сжатого газа и получаемого холодного потока:

$$\Delta t_x = t_c - t_x.$$

Повышение температуры другой части потока

$$\Delta t_r = t_r - t_c.$$

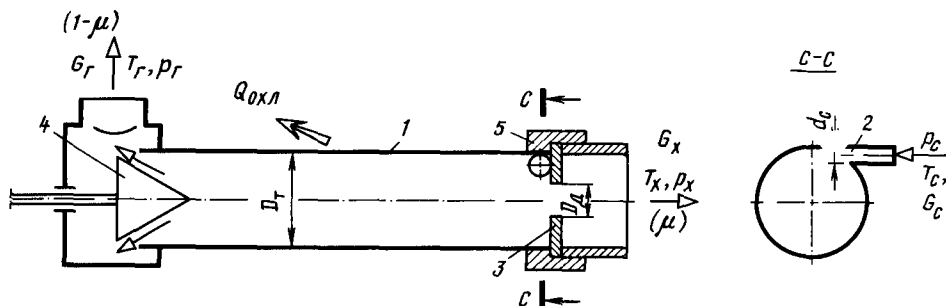


Рис. 5.9. Схема вихревой трубы:

1 — труба; 2 — сопло; 3 — диафрагма; 4 — регулирующий клапан; 5 — корпус

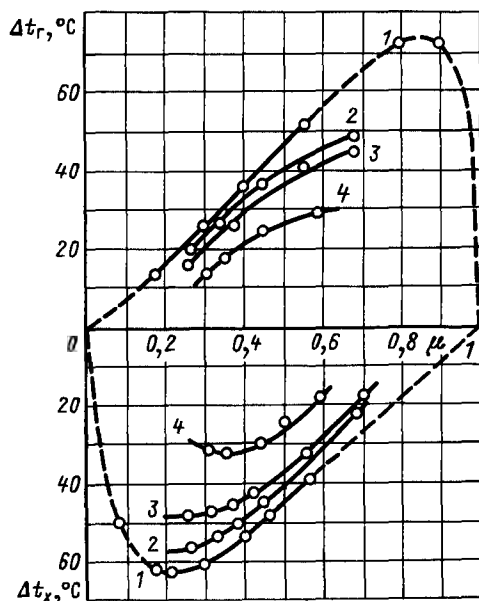


Рис. 5.10. Характеристика адиабатной вихревой трубы при различных давлениях воздуха p_c :
1—4 — давление соответственно 0,9; 0,6; 0,5; 0,3 МПа

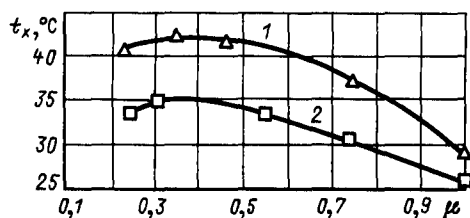


Рис. 5.11. Характеристика неадиабатной вихревой трубы:
1 — $p_c = 0,58$ МПа; 2 — $p_c = 0,4$ МПа

В общем случае энергетический баланс имеет вид

$$G_c h_c = G_r h_r + G_x h_x + Q_{охл}, \quad (5.17)$$

где h_c , h_x , h_r — энтальпии соответственно подведенного, холодного и горячего потоков; $Q_{охл}$ — количество теплоты, отводимой от стенки трубы при ее естественном или искусственном охлаждении.

Если труба изолирована и значением $Q_{охл}$ можно пренебречь ($Q_{охл} = 0$), то такая труба называется адиабатной, если же $Q_{охл} \neq 0$, вихревая труба называется неадиабатной.

Для адиабатной вихревой трубы уравнение (5.17) на 1 кг исходного газа может быть

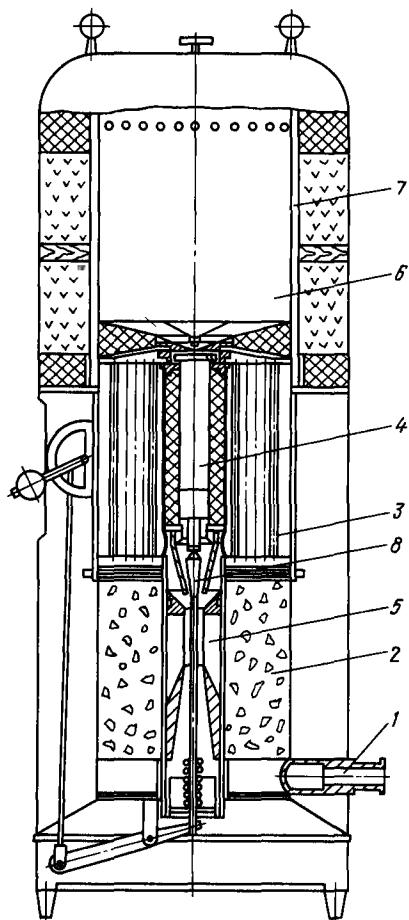


Рис. 5.12. Вихревая холодильная камера (ВХК-3):

1 — штуцер; 2 — осушитель; 3 — теплообменник; 4 — вихревая труба; 5 — эжектор; 6 — камера; 7 — зазор; 8 — нглы

представлено в виде

$$h_c = \mu h_x + (1 - \mu) h_r. \quad (5.18)$$

При постоянной теплоемкости газа $c_p = \text{const}$ уравнение (5.18) может быть записано в двух модификациях:

$$t_c = \mu t_x + (1 - \mu) t_r \quad (5.19)$$

или

$$\mu \Delta t_x = (1 - \mu) \Delta t_r. \quad (5.19a)$$

Отсюда

$$\Delta t_x = \frac{1 - \mu}{\mu} \Delta t_r; \quad \Delta t_r = \frac{\mu}{1 - \mu} \Delta t_x.$$

На рис. 5.10 приведен график, характери-

Таблица 5.18. Вихревые холодильные установки

Характеристика	Переносная кондиционирующая установка	Вихревая холодильная камера ВХК-3	Транспортный вихревой холодильник ТВХ-14
Холодильная мощность, кДж/с	8	—	—
Вместимость камеры, м ³	—	0,0125	0,014
Давление сжатого воздуха, МПа	0,6	0,3—0,4	0,5—0,8
Температура сжатого воздуха, °С	20	20	20
Расход воздуха, м ³ /с	0,09	0,025	0,017
Температурный эффект вихревой трубы Δt_x , °С	20—30	70	40
Температура потребления, °С	5	—50	0—4
Габариты, мм	2500×250×300	1200×500	480×230×360
Масса, кг	50	85	7

зующий типовые зависимости между Δt_x , Δt_r и μ для адиабатной вихревой трубы. На рис. 5.11 дана зависимость Δt_x от μ для неадиабатной трубы.

Удельная холодопроизводительность вихревой трубы, кДж/кг,

$$q_0 = \mu \Delta t_x c_p. \quad (5.20)$$

Удельный нагревательный эффект вихревой трубы, кДж/кг,

$$q_r = (1 - \mu) \Delta t_r c_p. \quad (5.21)$$

Общие холодопроизводительность и нагревательный эффект определяются умножением q_0 и q_r на расходы соответственно холодного и горячего потоков газа (G_x и G_r).

Эксергетический КПД вихревой трубы

$$\eta_e = \frac{\mu e_x + (1 - \mu) e_r}{e_c}, \quad (5.22)$$

где e_x , e_r — эксергии холодного и горячего потоков; e_c — эксергия сжатого газа.

Метод расчета вихревой трубы описан в [21].

На рис. 5.12 показана холодильная камера ВХК-3, разработанная в Куйбышевском авиационном институте. В табл. 5.18 приведены основные технические данные некоторых вихревых установок [21].

5.2.5. ГАЗОВЫЕ (ВОЗДУШНЫЕ) УСТАНОВКИ

Эти установки предназначены, как правило, для получения холода в области ниже -60°C — -80°C . В газовых холодильных установках рабочий агент сжимается компрессором (турбокомпрессором), а расширение осуществляется в детандере (турбодетандере). Наиболее часто в газовых холодильных уста-

новках используется воздух — безвредный, дешевый и безопасный хладагент.

На рис. 5.13 приведены принципиальная схема и процесс в T , s -диаграмме газовой холодильной установки с регенерацией. В холодильной камере V от охлаждаемого объекта отводится теплота, определяющая холодильную мощность установки Q_0 , кДж/с:

$$Q_0 = G(h_6 - h_5). \quad (5.23)$$

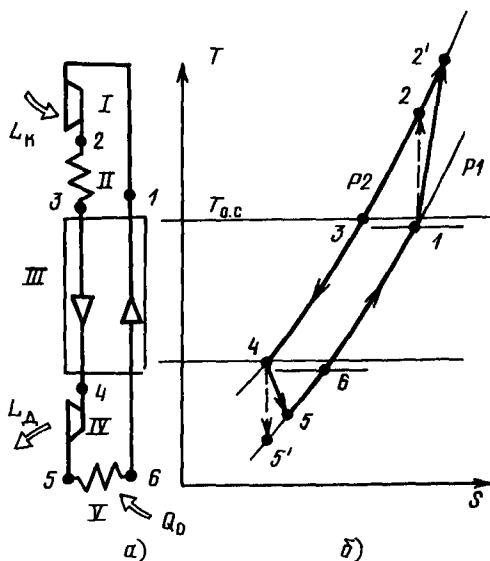


Рис. 5.13. Схема газовой холодильной установки с регенерацией и процесс в T , s -диаграмме:

I — компрессор; II — охладитель; III — регенеративный теплообменник; IV — детандер; V — холодильная камера; 1 и 2 и 1—2' — реальный и идеальный процессы в компрессоре; 4—5 и 4—5' — реальный и идеальный процессы в детандере; 2—3 — охлаждение газа в охладителе; 3—4 и 6—1 — охлаждение и нагрев газа в регенеративном теплообменнике

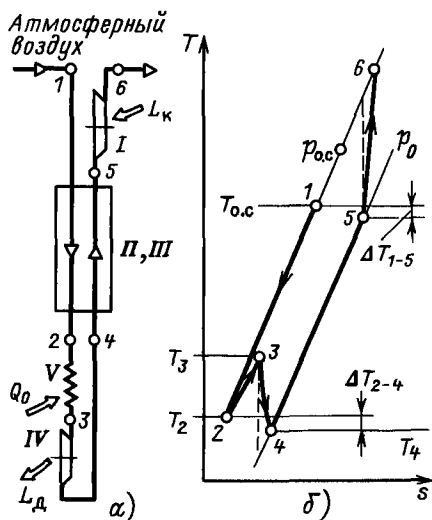


Рис. 5.14. Принципиальная схема (а) и процесс в T, s -диаграмме (б) воздушной холодильной установки с разомкнутым процессом: I — турбокомпрессор; II, III — регенераторы (показан один); IV — турбодетандер; V — холодильная камера; 1-2 — охлаждение воздуха в регенераторе; 2-3 — нагрев в холодильной камере; 3-4 — детандирование; 4-5 — нагрев в регенераторе; 5-6 — сжатие

и технико-экономических соображений.

Электрическая мощность электродвигателя компрессора, кВт,

$$N_k^3 = \frac{G l_k}{\eta_{эм}},$$

где $\eta_{эм}$ — электромеханический КПД компрессора.

Электрическая мощность детандера, кВт,

$$N_d^3 = G l_d \eta_{эм}^d,$$

где $\eta_{эм}^d$ — электромеханический КПД детандера.

В отличие от парожидкостных установок выбор давлений p_k и p_0 здесь не определяется температурами кипения и конденсации. Давления выбирают на основе термодинамических

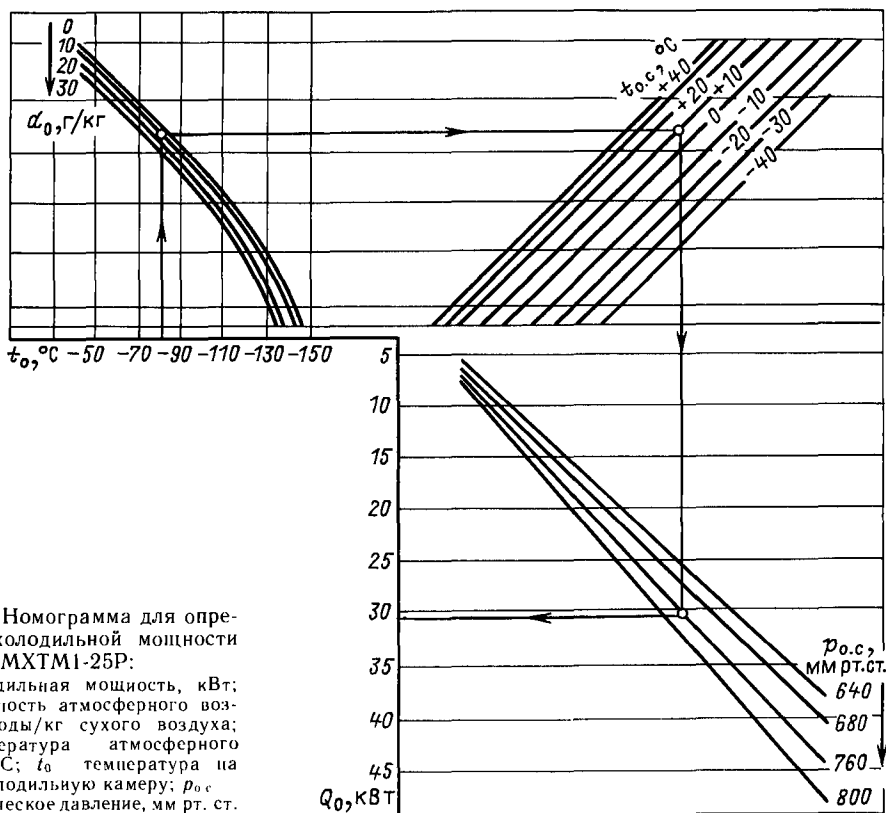


Рис. 5.15. Номограмма для определения холодильной мощности МХТМ1-25Р:

Q_0 — холодильная мощность, кВт; d_0 — влажность атмосферного воздуха, г воды/кг сухого воздуха; $t_{0,c}$ — температура атмосферного воздуха, °C; t_0 — температура на входе в холодильную камеру; $p_{0,c}$ — барометрическое давление, мм рт. ст.

Отсюда удельный расход электроэнергии, кВт/(КДж·с⁻¹),

$$n_y = \frac{N_k^3 - N_d^3}{Q_0}$$

и холодильный коэффициент $\epsilon = Q_0 / (N_k^3 - N_d^3)$. Коэффициент полезного действия установки по хладагенту

$$\eta_e = \epsilon (\tau_e)_0 = \epsilon \left(\frac{T_0^{cp} - T_{o.c}}{T_0^{cp}} \right), \quad (5.24)$$

где $T_0^{cp} \approx (T_5 + T_6)/2$.

Коэффициент полезного действия по хладагенту

$$\eta_e'' = \epsilon (\tau_e)_{II} = \epsilon \left(\frac{T_{II} - T_{o.c}}{T_{II}} \right). \quad (5.25)$$

На практике получили распространение разработанные в СССР [29, 30] воздушные холодильные установки с разомкнутым процессом, в которые воздух поступает непосредственно из атмосферы (рис. 5.14). В них удается упростить схему, исключив металлоемкий охладитель II, который необходим в замкнутой схеме (рис. 5.14). Холодильный коэффициент находится в пределах 0,28—0,3, а КПД доходит до 15 %.

Серийно изготавливаемая воздушная холодильная машина МТХМ1-25Р (табл. 5.6) предназначена для получения холодного воздуха в диапазоне температур $-50 \div -130$ °С; может быть использован и горячий воздух с температурой $100 \div 200$ °С, выходящий из машины.

На рис. 5.15 приведена номограмма для определения холодопроизводительности МТХМ1-25Р в зависимости от t_0 и других параметров.

Техническая характеристика МТХМ1-25Р:

Холодопроизводительность, КДж/с	30
Расход воздуха, кг/ч	3400
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	3,6
Мощность электродвигателя, кВт	110
Потребляемая мощность, кВт	85
Частота вращения ротора, 1/мин	21 200
Габаритные размеры, мм	4955 × × 2580 × × 2440
Количество масла (масло турбинное Тп-22), кг	40
Масса, кг	48 000
Холодильный коэффициент	0,35
КПД, %	11

5.2.6. ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

В основе любого термоэлектрического холодильника лежит одноступенчатая или многоступенчатая каскадная полупроводниковая термобатарея (рис. 5.16).

Термобатарея состоит из последовательно соединенных посредством медных коммутационных пластин 1 и 2 полупроводников дырочной p и электронной n проводимости*. При прохождении по термобатарее постоянного электрического тока, подводимого к коммутационным пластинам 1, на коммутационных пластинах 1 и 2 возникает разность температур (эффект Пельтье). Пластины 2 охлаждаются, а пластины 1 нагреваются. Чем больше ступеней в термобатарее, тем большая может быть достигнута общая разность температур ΔT . Количество теплоты, подведенной к холодным спаям 2, характеризует холодильную мощность термобатареи.

Двухступенчатая каскадная батарея имеет преимущества как в ϵ , так и в получении большей разности температур ΔT (рис. 5.16, б).

Кроме того, ΔT зависит от качества полупроводниковых термоэлементов, оцениваемого коэффициентом добротности z . Чем больше z , тем больше ΔT , создаваемая термобатареями.

На рис. 5.16, в показана зависимость $\Delta T^{\max}$, которая достигается при $Q_0 = 0$, от z . При $Q_0 \neq 0$ $\Delta T^{\max}$ резко уменьшается.

Эффективность термобатареи или термоэлектрического холодильника оценивается КПД по (5.10).

Область температур, в которой применяются термоэлектрические холодильные установки, находится в пределах от $T_{o.c}$ до $-80 \div -100$ °С.

Промышленностью выпускаются различные термоэлектрические (полупроводниковые) холодильные установки [24]); холодильники бытовые (табл. 5.19 [24]); холодильники для исследовательских работ (табл. 5.20) и транспортные (табл. 5.21); кондиционеры [24].

Термоэлектрические устройства характеризуются существенно большим (в 5—10 раз) удельным расходом энергии, чем соответствующие устройства с парожидкостными компрессионными установками.

* О p - и n -проводимостях см. в п. 6.3.7 кн. 1 настоящей серии.

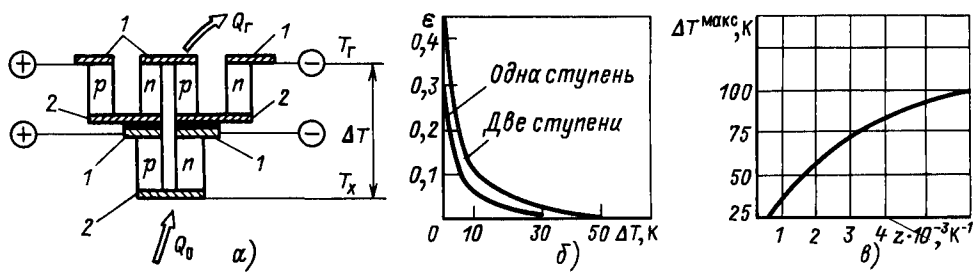


Рис. 5.16. Принципиальная схема двухступенчатой каскадной термоэлектрической батареи (а). Зависимость холодильного коэффициента ϵ от ΔT (б) и ΔT_{max} от коэффициента добротности z (в)

Таблица 5.19. Бытовые термоэлектрические холодильники

Тип	Способ охлаждения горячих спаев	Объем камеры, м ³	Перепад температур ΔT, К	Холодильная мощность Q ₀ , Вт	Потребляемая мощность N, Вт
«Малыш»	} Свободная конвекция Свободная конвекция с промежуточным теплоносителем	0,0005	22	2,5	6,4
Настольный холодильник		0,0015;	17	3,4	10
		0,002;	23	4,5	15,4
		0,005;	18	8,4	21
		0,007	16	8,4	20,2
Бар-холодильник	То же	0,01	20	5,7	15,9
		0,065	20,6/35	25	100

Таблица 5.20. Холодильники для исследовательских работ

Характеристика	Марка					
	ТЛМ	ХТ-10В	ХТЭ-1	ХТЭ-2	ТК-1	Воздухоохладитель
Рабочий объем, м ³	0,00012	0,0107	—	—	0,0002	$Q_0 = 0,3 \text{ кДж/с}$ 27
Напряжение, В	Постоянное, 1,7	Переменное, 220	Переменное, 220	Переменное, 220	Переменное, 220	
Ток, А	30	33	—	—	—	26
Температура в рабочем объеме, °С	—34	5	+2	+2	—40 ÷ +60	—
Температура окружающей среды, °С	20	35	—	—	—	—
Расход охлаждающей воды, кг/ч	50	30	—	—	—	—
Температура охлаждающей воды, °С	16	25	—	—	+25	—
Габариты, (диаметр × высота), мм	123 × 168	380 × 376 × 420	260 × 210 × 180	260 × 280 × 180	490 × 190 × 410	295 × 274 × 115
Масса, кг	1,4	15	12	—	32	11
Изготовитель	Львовский завод «Биофизприбор»					

Т а б л и ц а 5.21. Автомобильные холодильники

Тип	Вместимость камеры, м ³	Способ охлаждения горячих спаев	Тем- пера- тура в объ- еме, °С	Раз- ность тем- пера- тур ΔT , К	Ток, А	Потреб- ляе- мая мощ- ность N , Вт	Габариты, мм	Масса, кг
ХАТЭ-12	0,012	} Принудитель- ная конвек- ция	5	20	2,5	40	485×260×385	6
ТЭХ-20	0,020		—	22	—	50	490×320×450	13
«Электро-1»	0,014		5	20	3,5	45	250×430×520	28
«Электро-2»	0,040		5	20	—	65	430×430×520	38
ОТИХП	0,0076	Свободная конвекция	9,5	20,5	2,15	26	310×190×420	—
ОТИХП	0,0076	Принудительная конвекция	13,6	16,4	1,2	14,4	310×190×420	5,5
			7,5	22,5	2,54	41,3		
			15	15	1,22	14,6		

5.3. КРИОРЕФРИЖЕРАТОРЫ И ОЖИЖИТЕЛИ ГАЗОВ

5.3.1. КРИОРЕФРИЖЕРАТОРЫ СО СТАЦИОНАРНЫМИ ПОТОКАМИ

Работа криорефрижераторов со стационарными потоками основана на использовании главным образом газожидкостных циклов и в меньшей степени — парожидкостных и газовых.

На рис. 5.17 показаны типовые принципиальные схемы криорефрижераторов. Принципиальная схема криорефрижератора всегда включает три ступени: подготовку рабочего тела (СПТ), предварительное охлаждение (СПО), основное охлаждение (СОО). Четвертая ступень использования охлаждения (СИО) может как входить в состав установки, так и располагаться вне ее, входя в систему криорефрижератор — объект криостатирования.

СПТ служит для подготовки (в данном случае — сжатия от p_0 до p_k и охлаждения до температуры T_2 , близкой к $T_{0,c}$ рабочего тела и подачи его в холодильную часть установки (криоблок), включающий все остальные ступени.

В СПО сжатое рабочее тело проходит предварительное охлаждение до температуры T_3 . Это охлаждение может осуществляться в регенеративном теплообменнике VI только обратным потоком расширенного рабочего тела. Такая СПО, в которой никаких дополнительных внешних средств охлаждения не используется, называется *неохлаждаемой* (рис. 5.17, а). В тех случаях, когда требуется дополнительное охлаждение (это обычно необходимо при $T_0 < 100$ К), могут использо-

ваться разные методы. Применяется охлаждение подаваемыми извне хладо- или криоагентами (фреонами до $-90 \div -50$ °С, при более низких температурах — жидким азотом или водородом). Такой вариант — внешнее охлаждение СПО — показан на рис. 5.17, б. Другой вариант дополнительного охлаждения — внутреннее охлаждение; включение детандеров — параллельное или последовательное.

После СПО рабочее тело (точка 3) поступает в СОО. В современных установках используются три варианта окончательного охлаждения — дроссельный (Линде, рис. 5.17, д), дроссельно-эжекторный (рис. 5.17, е) и детандерный (Сименса, рис. 5.17, ж). Первый вариант наиболее прост и надежен, но второй и третий более эффективны. Вариант (рис. 5.17, е) дает возможность при тех же исходных параметрах в точке 3 получить посредством эжектора либо более низкую температуру T_0 испарения при той же холодопроизводительности (режим T), либо более высокое давление p (режим p) — перед компрессором [6, 30]. В варианте рис. 5.17, ж СОО используется при работе детандера как в области газа, так и в двухфазной области (влажный пар). Наиболее эффективно использование детандера в двухфазной области гелия и водорода. Если принять эффективность системы с дросселированием в СОО за единицу, то при использовании эжектора в тех же условиях она составит 1,15—1,20, а детандера в двухфазной области 1,30—1,40; во столько же раз возрастает η .

В T, s -диаграмме на рис. 5.18, а показан процесс в криорефрижераторе с неохлаждаемой СПО.

На рис. 5.18, б показан более сложный процесс с охлаждаемой СПО. Процесс 7—

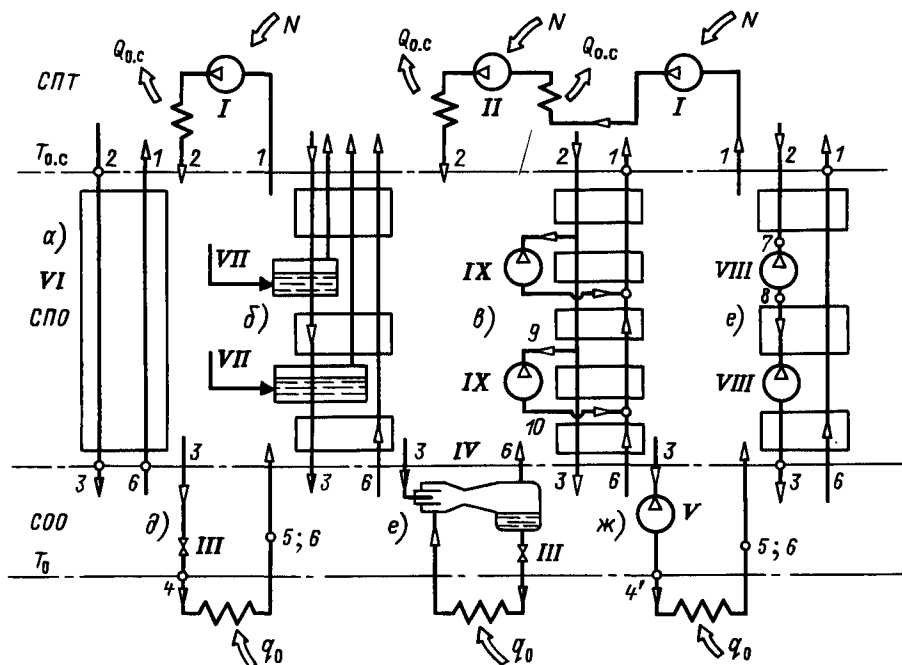


Рис. 5.17. Принципиальные схемы криорефрижераторов со стационарными потоками:

I — компрессор; *II* — вторая ступень компрессора; *III* — дроссель; *IV* — эжектор; *V* — детандер СОО; *VI* — регенеративный теплообменник; *VII* — ванны с кипящим внешним криогентом; *VIII* — последовательно включенные детандеры СПО; *IX* — параллельно включенные детандеры СПО; *1—2* — сжатие и охлаждение в двухступенчатом компрессоре от p_0 до p_k ; *2—3* — охлаждение в регенеративном теплообменнике; *3—4* — дросселирование; *3—4'* — дросселирование; *4—5* или *4'—5* — испарение с подводом теплоты q_0 ; *6—1* — нагрев в регенеративном теплообменнике.

8 соответствует расширению газа в последовательно включенном детандере, процесс 9—10 — параллельному включению. В последнем случае на детандер идет не весь газ, а доля M .

Общее уравнение энергетического баланса криоблока для рефрижератора, составленного из любого сочетания блоков СПО, СОО и СНО, показанных на рис. 5.17, имеет вид

$$G\Delta h_t + \sum M_i \Delta h_{di} + \sum Q_{доп} = \\ = G\Delta h_n + Q_{из} + Q_0, \quad (5.26)$$

где G — количество рабочего тела, циркулирующего в установке; M_i — доля рабочего тела, проходящего через i -й детандер, для последовательно включенных детандеров $M = 1$; Δh_t — изотермический дроссель-эффект на уровне $T_{0.c}$; $\Delta h_t = h_1 - h_2$; Δh_{di} — разность энтальпий на входе и выходе из данного i -го детандера; $\sum Q_{доп}$ — суммарное количество теплоты, отведенной при дополнительном охлаждении (ожиженным газом или дополнительной криогенной установкой — рефрижератором); Δh_n — потеря холода от недорекупера-

ции, значение $\Delta h_n = h_1 - h'_1$ определяется разностью температур n на теплом конце теплообменника $\Delta T_n = T_1 - T'_1$; Q_0 — полезная холодильная мощность.

В зависимости от вида установки второе или третье слагаемое в левой части формулы может отсутствовать.

Мощность, которую необходимо затра-

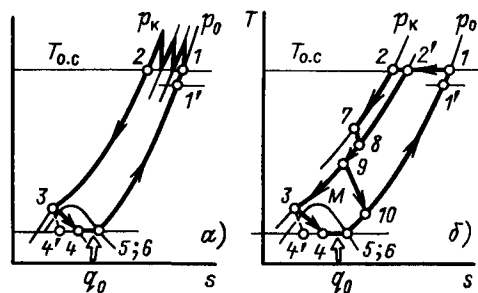


Рис. 5.18. T, s -диаграммы процессов в криорефрижераторе:

а — неохлаждаемая СПО; *б* — охлаждаемая СПО

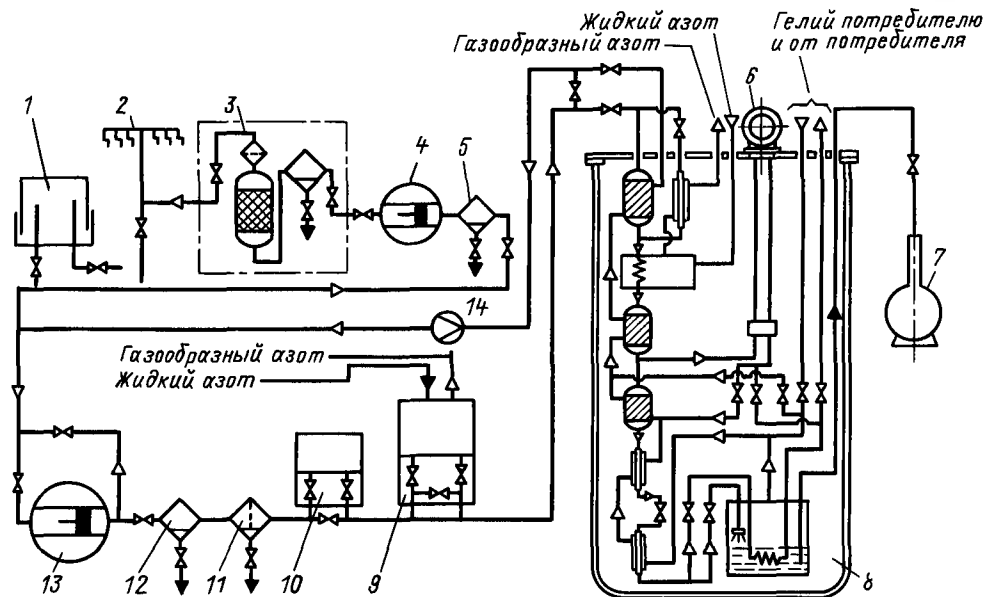


Рис. 5.19. Принципиальная технологическая схема рефрижератора КГУ-150/4,5:

1 — газгольдер; 2 — рампа; 3 — блок маслоотделения; 4 — вспомогательный компрессор; 5 — маслоотделитель; 6 — поршневой детандер; 7 — сосуд Дьюара; 8 — агрегат охлаждения; 9 — блок очистки; 10 — осушитель гелия; 11 — фильтр; 12 — маслоотделитель; 13 — гелиевый компрессор; 14 — диафрагма

Т а б л и ц а 5.22. Промышленные гелиевые криорефрижераторы [19]

Марка установки	Производительность, Вт	Уровень криостатирования, К	Мощность, кВт		Расход жидкого азота, кг/ч	КПД η_c , %	Масса криоблока, кг
			установленная	потребляемая			
КГУ-4*/4,2	5	4,2	60	30	—	1,1	900
КГУ-30/4,5**	30	4,5	37	20	6,5	7,2	1000
КГУ-600/15-150/4,5-40	150	4,5	70	60	30	10,7	1500
	600	15	70	60	—	18,5	1500
	450	4,5	220	190	100	9,9	4600
КГУ-200/4,5-60**	200	4,5	170	110	40	8,5	—
КГУ-1600/4,5	1800	4,5	630	570	290	13,4	—

* КГУ — криогенная гелиевая установка.

** Разрабатываемое изделие.

тить для обеспечения работы установки,

$$N = N_k - \sum N_{дi},$$

где N_k — мощность на приводе компрессора; $N_{дi}$ — мощность, возвращаемая i -м детандером.

Коэффициент полезного действия установки определяется по (5.9).

Характеристики рефрижераторов на гелии

в том уровне температур даны в табл. 5.22. На рис. 5.19 показана принципиальная технологическая схема установки КГУ-150/4,5. В КГУ СОО может заменяться на эжекторную и детандерную, при этом их КПД существенно возрастает. Ведется также работа по дальнейшему совершенствованию схем гелиевых рефрижераторов [1—3, 6]. По отдельным заказам выпускаются более крупные реф-

рижераторы — на 1500 Вт и выше. Данные по рефрижераторам иностранных фирм приведены в [19].

5.3.2. КРИОРЕФРИЖЕРАТОРЫ С НЕСТАЦИОНАРНЫМИ ПОТОКАМИ

Принцип действия рефрижераторов с нестационарными потоками основан на использовании обратного цикла Стирлинга [1, 6, 30, 34] и его модификаций. Схема устройства для его осуществления и процесс на индикаторной диаграмме показаны на рис. 5.20.

В цилиндре *I* установлены два поршня: «теплый» 2 и «холодный» 6, которые могут двигаться возвратно-поступательно в интервале, обозначенном штриховыми линиями. В средней части цилиндра находится регенератор 3 из теплоемкой пористой массы (например, из слоев металлических сеток). Справа и слева от регенератора имеются теплообменники — холодильник 4, через который можно отводить теплоту от газа, находящегося в цилиндре, и нагреватель 5, через который можно подводить теплоту.

В полости между поршнями совершается обратный цикл Стирлинга, состоящий из двух изотерм (сжатие *I—II* и расширение *III—IV*) и двух изохор (переталкивание *II—III* и *IV—I*). Полость V_T с поршнем 2 и теплообменником 4 играет роль СПТ, полость V_0 с поршнем 6 и теплообменником 5 — роль одновременно СОО и СНО, а регенератор — СПО.

На индикаторной диаграмме показаны процессы в полости V_0 . Процесс *I—II* на диаграмме отсутствует, так как он протекает в полости V_T . Заштрихованная площадь соответствует холодильной мощности Q_0 .

Эффективность цикла Стирлинга такая же, как и цикла Карно: в идеальном случае его эксергетический КПД $\eta_e = 1$.

Энергетический баланс установки с циклом Стирлинга

$$Q_0 + N_T + Q_{из} = Q_{о.с} + N_x;$$

$$Q_0 = Q_{о.с} - (N_T - N_x) - Q_{из}.$$

Холодильный коэффициент определяется по (5.5). Коэффициент полезного действия установки

$$\eta_e = Q_0 \tau_e / (N_T - N_x).$$

На практике реализовать установку в виде, показанном на рис. 5.20, сложно, поэтому она реализуется в одной из модификаций, показанных на рис. 5.21, с приводом поршней чаще всего от шатунно-кривошипного меха-

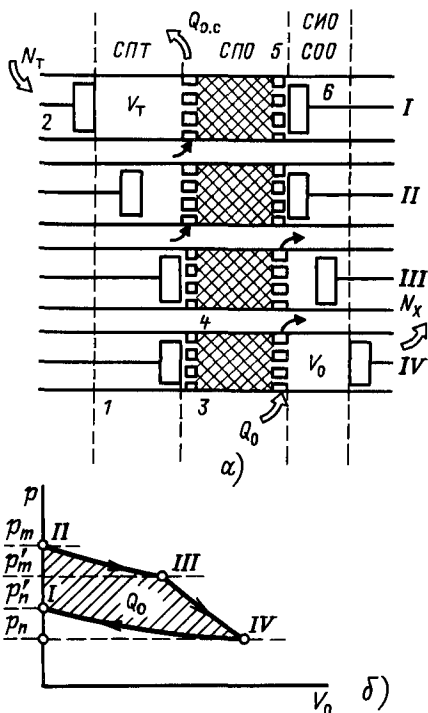


Рис. 5.20. Схема устройства для осуществления обратного цикла Стирлинга (а) и индикаторная диаграмма холодной полости (б): *I* — цилиндр; 2 — «теплый» поршень; 3 — регенератор; 4, 5 — теплообменники; 6 — «холодный» поршень

низма. Модификация *I* повторяет без изменений схему на рис. 5.20. Модификации *II* и *III* конструктивно более просты; в них два поршня заменены на один, а перемещение газа из полости V_0 в V_T и обратно производится специальным вытеснителем. При движении вытеснителя вверх газ переталкивается из V_0 в V_T и наоборот. Поршень 2 при движении вверх сжимает газ, осуществляя функции «теплого» поршня, а при движении вниз воспринимает работу расширения как «холодный» поршень. Термодинамические процессы во всех трех модификациях проходят совершенно одинаково. Наиболее распространена модификация *II*, использованная фирмой «Филипс», впервые выпустившей такие рефрижераторы на азотный уровень температур с гелием в качестве рабочего тела. КПД η_e таких машин довольно высок и достигает примерно 40 % при оптимальной T_0 (около 120 К). При $T_0 = 80$ К $\eta_e \approx 20$ %.

В СССР выпускается машина ЗИФ-1000,

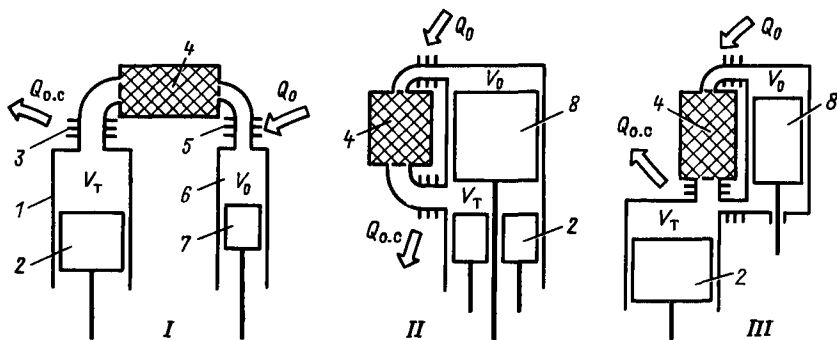


Рис. 5.21. Модификации рефрижераторов Стирлинга:

1 — «теплый» цилиндр; 2 — «теплый» поршень; 3 — охладитель; 4 — регенератор; 5 — нагреватель; 6 — «холодный» цилиндр; 7 — «холодный» поршень; 8 — вытеснитель

работающая по обратному циклу Стирлинга. Ее параметры приведены ниже:

Холодильная мощность (при $t_0 = 80 \text{ K}$), кВт	1,16—1,18
Уровень охлаждения T_0 , K	120—75
Потребляемая мощность N , кВт	16—17
КПД η_e (при $T_0 = 80 \text{ K}$), %	18—20
Масса M , кг	500
Гарантийный ресурс, ч	3000
Габариты, мм	$2400 \times$ $\times 1500 \times$ $\times 1810$

Машины подобного типа могут применяться как для криостатирования различных объектов, так и для ожижения газов.

Малые рефрижераторы Стирлинга, основанные на модификациях этого процесса, выпускаются и на более низкие температуры (до 8 K) [1,19].

5.3.3.ОЖИЖИТЕЛИ ГАЗОВ

Установки для ожижения газов работают по тем же схемам, что и криорефрижераторы (рис. 5.22); отличие состоит только в том, что вместо теплообменника в СИО устанавливается сепаратор I , позволяющий выводить из установки ожиженный или замороженный продукт, а пар возвращать в систему (рис. 5.22). В ожижителях используются те же варианты СОО, что и в рефрижераторах (см. рис. 5.17, а—в). Энергетический баланс ожижителя аналогичен балансу рефрижератора [формула (5.26)]; в правую часть уравнения входит только дополнительный член $G_k \Delta h_{ож}$, где G_k — количество ожижаемого газа; $\Delta h_{ож}$ — разность энтальпий исходного и ожиженного газа [30]. Обычно этому уравнению придают вид

$$y = (\Delta h_t + \Sigma M_i \Delta h_d + \Sigma Q_{дон}) / \Delta h_t - \Delta h_{ож} - \Delta h_n, \quad (5.27)$$

где $y = G_k / G$ — доля ожиженного газа (ее значение составляет для разных установок от 0,1 до 0,4).

В табл. 5.23 приведены характеристики ожижителей гелия, выпускаемых в СССР, при работе в режиме получения жидкого гелия.

Жидкие кислород, азот и аргон получают непосредственно на воздухоразделительных установках. Данные по ним приведены в § 5.4 (табл. 5.39, 5.40).

К классу L относятся и установки, предназначенные для получения твердого диоксида углерода — CO_2 (сухого льда), хотя по уровню температур они принадлежат к холодильным установкам ($T_{\text{субл}} \text{CO}_2 = 195 \text{ K} = -78^\circ \text{C}$).

Распространенный вариант схемы установки для получения сухого льда и процесс

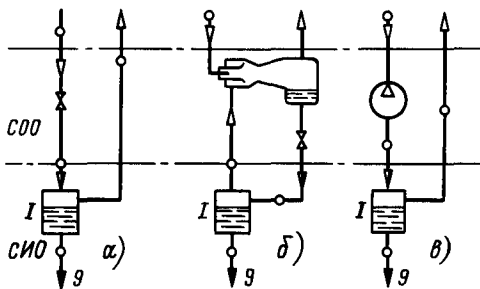


Рис. 5.22. Схемы вариантов СПО в сочетании с сепаратором в установках для ожижения газов:

а — с дросселем; б — с эжектором; в — с детандером

Таблица 5.23. Ожижители гелия [19]

Характеристика	Марка установки				
	КГУ-30/4,5	КГУ-600/15-150/4,5-60	КГУ-500/4,5-140	КГУ-200-4,5-60*	КГУ-1600/4,5
Производительность, л/ч	10	40	150	65	450
Мощность, кВт:					
установленная	37	70	220	170	630
потребляемая	20	60	190	110	570
Расход жидкого азота, кг/ч	6,5	30	100	40	290
Расчетный удельный расход энергии, кВт·ч/л**	2,65	2,25	1,93	2,31	1,91
КПД** η_e , %	8,8	10,5	12,2	10,2	12,4

* Разрабатываемые изделия.

** С учетом расхода энергии на получение жидкого азота.

в T, s -диаграмме представлены на рис. 5.23. Часть установки выше штриховой линии представляет собой обычную двухступенчатую холодильную установку, описанную в § 3.2 (рис. 5.3). Отличие состоит только в том, что жидкость из сепаратора IX поступает не в испаритель, а на нижнюю ступень цикла через дроссель VII. При этом в процессе расширения 14—15 температура CO_2 опускается ниже температуры тройной точки; получившаяся твердая фаза в состоянии, соответствующем точке 16, прессуется посредством специального поршневого пресса и выводится

как готовый продукт. В случае необходимости на установке можно получать жидкий диоксид углерода, если отводить его из системы в состоянии, соответствующем точке 12.

Удельный расход энергии на 1 кг сухого льда, кВт·ч/кг,

$$n_{\text{уд}} = (N_I + N_{II} + N_{III}) / G.$$

Коэффициент полезного действия установки

$$\eta_e = G(e_{16} - e_0) / (N_I + N_{II} + N_{III}),$$

где $e_{16} = 309,0$ кДж/кг — эксергия сухого льда; e_0 — эксергия CO_2 на входе в точке 0.

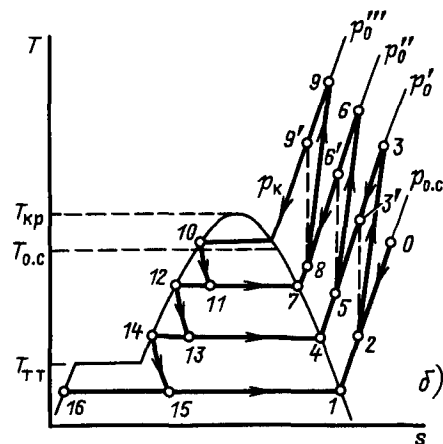
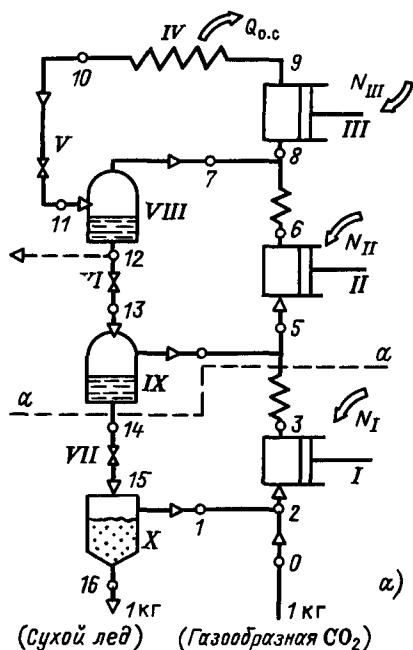


Рис. 5.23. Схема установки для получения твердого CO_2 (а) и изображение процесса в T, s -диаграмме (б):

I—III — компрессоры 1-й, 2-й и 3-й ступеней; IV — холодильник; V—VII — дроссельные клапаны; VIII—X — сепараторы

Таблица 5.24. Установки для получения охлажденного диоксида углерода газа и сухого льда

Характеристика	Тип установки	
	УВЖС	УЖС
Производительность, кг/ч:		
охлажденного газа при параметрах $t_{0c}=15\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_0=$ $=0,1\text{ МПа}$; $p_k=6,0\text{ МПа}$	185	—
охлажденного газа при параметрах $t_{0c}=0\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_0=$ $=0,1\text{ МПа}$; $p_k=6,0\text{ МПа}$	220	270 ($t_{0c}=30\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_0=0,1\text{ МПа}$; $t_k=35\text{ }^{\circ}\text{C}$) *
сухого льда при параметрах $t_{0c}=0\div 15\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_0=$ $=0,1\text{ МПа}$; $p_k=6,0\div 7,0\text{ МПа}$	60	110
<i>Охлаждающая вода</i>		
Температура на входе в конденсатор, $^{\circ}\text{C}$	25	32
Расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	8—9,5	14
Компрессор	2УП	2УАП
Конечное давление, МПа	7,5	1,5
Число ступеней сжатия	3	2—(2) **
Мощность привода, кВт	44	55
КПД η_e , % ($\frac{\text{охлаждение}}{\text{замораживание}}$)	$\frac{11,9}{24,4}$	$\frac{17,5}{28,5}$
Габаритные размеры, мм	$1745\times 1260\times 1695$	$2260\times 1260\times 2140$
Масса, кг	2074	2400
<i>Блок сухого льда</i>		
Габаритные размеры	$200\times 200\times 850$	$200\times 200\times 850$
Масса установки (сухой), кг	6287	9350

* t_k — относится к аммиачной установке.

** Число компрессоров аммиачной установки.

Примечание. Изготовители: Краснодарский компрессорный завод, страшенский завод «Комплектохолодмаш». Условные обозначения: У — углекислотная; В — высокого давления; Ж — для получения охлажденного диоксида углерода; С — для получения сухого льда; 2УП (2УАП): 2 — допустимое усилие на шток, т; У — углекислотный; А — аммиачный; П — прямоугольная база.

Если из установки выводится жидкий CO_2 , то значение e_{16} заменяется на $e_{12}=$
 $=208\text{ кДж/кг}$.

В табл. 5.24 приведены основные показатели установок для получения сухого льда [7, 44].

5.3.4. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

В технике низких температур тепловая изоляция предназначена для сведения до минимума теплопритока из окружающей среды. С понижением уровня температуры изолируемого объекта к изоляции предъявляются особо высокие требования. Это объясняется двумя причинами.

1. С понижением температуры T_0 энергетические затраты на отвод единицы проникающего извне теплового потока $Q_{из}$ резко возрастают. Необходимая для этого работа L в соответ-

ствии с (5.1) и с учетом КПД η_e холодильной или криогенной установки составит

$$L = Q_{из} \tau_e \frac{1}{\eta_e}. \quad (5.28)$$

Для холодильных установок $|\tau_e| \leq 1,5$, а КПД $\eta_e = 0,3 \div 0,4$, поэтому $L \leq 5 Q_{из}$ и требования к тепловой изоляции не отличаются существенно от тех, которые предъявляются к ней в теплотехнике, где $\tau_e < 1$.

Для криогенных установок, где $|\tau_e| \gg 1,5$, величина L может достигать очень больших значений. Например, для гелиевых рефрижераторов, когда $|\tau_e| \approx 70 \div 80$, а $\eta_e = 0,06 \div 0,12$,

$$L \geq Q_{из} \cdot 70 / 0,12 = 580 Q_{из}.$$

2. Теплота парообразования жидких криоагентов и сублимации твердых очень мала и тем меньше, чем ниже критическая температура (исключение составляет только жидкий водород). Поэтому один и тот же теплоприток через изоляцию $Q_{из}$ приводит к тем

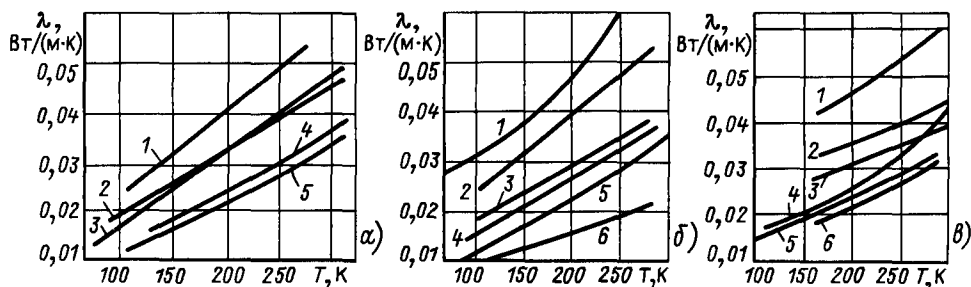


Рис. 5.24. Теплопроводность λ изоляционных материалов в зависимости от температуры: а — волокнистые материалы: 1 — минеральная вата ($\rho=400 \text{ кг/м}^3$); 2 — минеральная вата ($\rho=260 \text{ кг/м}^3$); 3 — стеклянная вата ($\rho=50 \text{ кг/м}^3$); 4 — шелковые очесы ($\rho=58 \text{ кг/м}^3$); 5 — минеральная вата ($\rho=95 \text{ кг/м}^3$); 6 — порошкообразные материалы: 1 — вермикулит ($\rho=216 \text{ кг/м}^3$); 2 — перлит ($\rho=210 \text{ кг/м}^3$); 3 — пробка гранулированная ($\rho=100 \text{ кг/м}^3$); 4 — перлит ($\rho=45 \text{ кг/м}^3$); 5 — пробка гранулированная ($\rho=70 \text{ кг/м}^3$); 6 — аэрогель ($\rho=100 \text{ кг/м}^3$); в — пористые материалы: 1 — пеностекло ($\rho=170 \div 200 \text{ кг/м}^3$); 2 — пробка ($\rho=195 \text{ кг/м}^3$); 3 — пробка ($\rho=140 \text{ кг/м}^3$); 4 — пенополистирол ($\rho=30 \div 50 \text{ кг/м}^3$); 5 — минипора ($\rho=20 \div 50 \text{ кг/м}^3$); 6 — вспученный эбонит ($\rho=64 \text{ кг/м}^3$)

большим потерям конденсированных криогенов, чем ниже температура T_0 .

В низкотемпературной технике применяются два вида изоляции:

1) изоляция, работающая под атмосферным давлением (*газонаполненная изоляция*). Этот вид изоляции может применяться только при температурах более высоких, чем температура конденсации воздуха ($T_0 > 82 \text{ К}$). В противном случае воздух будет конденсироваться на холодной поверхности, что вызовет резкое ухудшение теплофизических свойств изоляции. Для изоляции этого вида используют волокнистые, порошкообразные и пористые материалы.

На графиках на рис. 5.24 показана зависимость теплопроводности λ таких материалов от температуры. Теплопроводность изоляции зависит также от плотности укладки, природы заполняющего газа и влажности. Особое значение имеет предохранение изоляции от проникновения влаги. Подробные данные по свойствам низкотемпературной газонаполненной изоляции даны в [2, 30];

2) *вакуумная изоляция*, выполняется в нескольких вариантах: высоковакуумная, высоковакуумная с охлаждаемыми (активными) экранами, вакуумно-порошковая и вакуумно-волокнистая, экранно-вакуумная с пассивными экранами (ЭВТИ, иногда ее называют «суперизоляция»). Изоляция этого вида более дорога, но может применяться во всем интервале криотемператур.

Высоковакуумная изоляция (остаточное давление примерно равно 10^{-3} — 10^{-4} Па) основана на исключении конвективного теплообмена в изоляционном пространстве между теплой и холодной стенками; остается только теплообмен излучением (около 90 % теплово-

го потока) и вследствие теплопроводности остаточных газов (около 10 %). Схема выполнения высоковакуумной изоляции показана на рис. 5.25.

Расчет теплового потока излучением $Q_{\text{из}}$ и высоковакуумной изоляции ведется известными методами, принятыми при расчете теплового излучения (см. § 2.7 кн. 2 настоящей серии) с учетом коэффициента теплового излучения ϵ соответствующих материалов при низкой температуре (см. табл. 3.32 кн. 2 настоящей серии).

Если между обемными поверхностями расположить экран, охлаждаемый до некоторой промежуточной температуры, то тепловой поток через изоляцию, а соответственно и потери будут меньше несмотря на затрату холода для отвода теплоты от активного экрана (или экранов). Энергетический выигрыш на гелиевом уровне при использовании азотного экрана

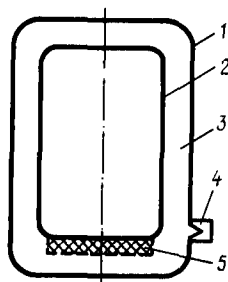


Рис. 5.25. Принципиальная схема исполнения высоковакуумной изоляции:

1 — наружный контейнер; 2 — внутренний сосуд для аппаратуры низкотемпературной установки или жидкого криогената; 3 — высокий вакуум (10^{-3} — 10^{-4} Па); 4 — трубка для откачки воздуха, закрытая предохранительным колпачком; 5 — сетка с адсорбентом

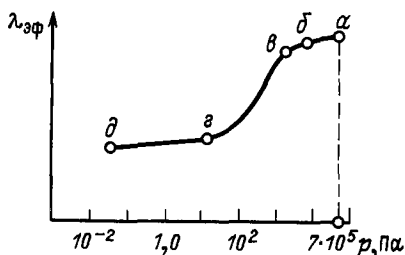


Рис. 5.26. Зависимость эффективной теплопроводности порошково- и волокнисто-вакуумной изоляции от давления в изоляционном пространстве:

точки: а — газозаполненная изоляция при атмосферном давлении; б — а — то же при пониженном давлении; интервал δ — δ — теплопроводность определяется свойствами изоляционного материала

доходит до 30—40 раз [30]. В некоторых случаях для охлаждения экранов используют холодный пар, выходящий из сосудов для хранения жидких криоагентов [14, 30, 34].

Вакуумно-порошковый и вакуумно-волокнистый типы изоляции отличаются от высоковакуумной прежде всего тем, что лучистый теплообмен между стенками сокращается, поскольку порошок (или волокна) частично поглощает, частично рассеивает поток излучения. Одновременно появляется тепловой поток вследствие теплопроводности изоляционного материала и контактного теплообмена между частицами (или волокнами) изоляционного материала. Некоторую долю в общий тепловой поток вносит и теплопроводность остаточных газов.

При инженерных тепловых расчетах сложный механизм теплопередачи в такой изоляции условно заменяют теплопроводностью; принимают, что тепловой поток $Q_{из}$ прямо пропорционален градиенту температур. Коэффициент пропорциональности — эффективная теплопроводность $\lambda_{эф}$ — определяется для каждой модификации экспериментально [14] (рис. 5.26).

Свойства вакуумно-порошковых, пористых и волокнистых типов изоляции приведены в табл. 5.25.

Существует сравнительно простой метод существенного уменьшения переноса теплоты через вакуумно-порошковую изоляцию. Так как основная часть теплового потока переносится излучением, добавление к изоляционным порошкам металлических чешуек, которые служат своеобразными экранами, уменьшает $\lambda_{эф}$ в 3—4 раза. Для аэрогеля, например, $\lambda_{эф}$ уменьшается с 1,8—1,5 при добавлении бронзовой или алюминиевой пудры (50—60 % по

Т а б л и ц а 5.25. Эффективная теплопроводность зернистых, волокнистых и пористых материалов в вакууме при температурах граничных поверхностей 293 и 90 К

Материал	Плотность, кг/м ³	$\lambda_{эф}$, мВт/(м·К), при давлении, Па	
		$1 \cdot 10^{-2}$	10
Аэрогель	120	1,5	2,3
	140	1,4	2,7
	110	1,4	2,1
Белая сажа	360	2,1	—
	250	2,1	—
	180	1,5	1,7
	170	0,9	—
Перлит	50	2,7	10,0
	100	1,5	5,6
Милпора	50	2,1	4,2
Стеклянная вата	160	5,0	16,0

Т а б л и ц а 5.26. Эффективная теплопроводность экранно-вакуумной изоляции при различной толщине слоя (температура граничных стенок 293 и 90 К, давление ниже 10^{-2} Па)

Изоляция	Толщина слоя, мм	Эффективная теплопроводность $\lambda_{эф}$, мВт/(м·К)
Алюминиевая фольга + стекlobумага	4	0,027
	10	0,037
	18	0,03
Алюминиевая фольга + стеклохолст ЭВТИ толщиной 0,2 мм; плотность укладки:		
	15 экранов на 1 см (плоский слой)	0,086
	22	0,081
	10	0,105
15 экранов на 1 см (цилиндрический слой)		

массе) до 0,6—0,4 мВт/(м·К). В этом случае $Q_{из}$ значительно меньше, чем в высоковакуумной изоляции.

Экранно-вакуумная изоляция — наиболее эффективный вид низкотемпературной изоля-

ции. Она отличается от высоковакуумной изоляции с размещенными в ней охлаждаемыми экранами тем, что экраны специально не охлаждаются, а служат лишь для уменьшения теплопередачи излучением. Такая изоляция с экранами в виде металлизированной пленки или металлической фольги [14, 34] применяется в сосудах для хранения жидких неона, водорода и гелия, в крупных транспортных хранилищах кислорода и водорода и др.

Экранно-вакуумная тепловая изоляция (ЭВТИ) представляет собой помещенные в вакуумную полость чередующиеся слои пленочных экранов и теплоизолирующих тонких прокладок. Расчет экранно-вакуумной тепловой изоляции (ЭВТИ) также ведется с использованием $\lambda_{эф}$. В табл. 5.26 даны значения $\lambda_{эф}$ для некоторых вариантов ЭВТИ.

В промышленных изделиях $\lambda_{эф}$ во многом зависит от качества выполнения изоляционных работ и часто превышает 0,1 мВт/(м·К), достигая 0,3—0,5 мВт/(м·К). На практике $\lambda_{эф}$ может меняться в широких пределах в зависимости от качества данной партии материала, технологии монтажа, плотности укладки и т. д. Поэтому расчетные значения могут служить лишь для ориентировки; надежное значение $\lambda_{эф}$ получается только по экспериментальным данным.

5.3.5. ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТ КОНДЕНСИРОВАННЫХ КРИОАГЕНТОВ

Современная низкотемпературная изоляция позволяет создать сосуды для длительного хранения и транспортирования конденсированных (жидких и твердых) криоагентов. Такие сосуды выпускаются промышленностью в широком диапазоне вместимостей — от 5 дм³ до сотен и тысяч кубических метров.

Малые сосуды вместимостью менее 1 м³ называют обычно *сосудами Дьюара* (или просто дьюарами), вместимостью от 1 до 10 м³ — *танками*, от 10 м³ и выше — *цистернами*; крупные цистерны иногда называют *резервуарами*.

Конструктивная схема сосуда Дьюара для жидкого гелия (или водорода) показана на рис. 5.27. В сосудах для жидких кислорода, азота и аргона, температура которых выше, экран в вакуумной зоне отсутствует. В более крупных сосудах используются как вакуумно-порошковая, так и (в гелиевых) экранно-вакуумная изоляция, а также экраны, охлаждаемые выходящими парами. Некоторые сосуды используют не только для хранения и транспорта жидких криоагентов, но и для их газификации, с тем чтобы непосред-

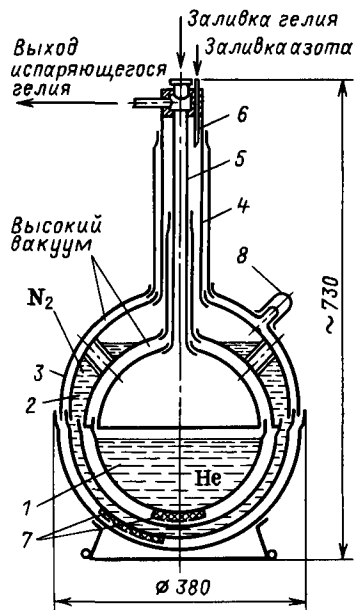


Рис. 5.27. Конструктивная схема сосуда для хранения и перевозки жидкого гелия (водорода):

1 — шар для гелия; 2 — азотная ванна; 3 — наружный корпус; 4 — труба подвески ванны; 5 — труба подвески шара с гелием; 6 — сифон; 7 — адсорбент; 8 — штуцер для вакуумной откачки

ственно подавать газ потребителю. Схема такой транспортной цистерны для жидких кислорода, азота или аргона (тип ЦТка) показана на рис. 5.28.

В случае необходимости получения газообразного продукта в змеевики-испарители 17; расположенные вне кожуха, подается жидкость через клапан 16. Часть образовавшегося пара возвращается в сосуд для поднятия давления над зеркалом жидкости, а другая направляется потребителю под давлением до 0,25 МПа. Эти же испарители используются для небольшого подъема давления, нужного для слива жидкости из сосуда.

В табл. 5.27 — 5.32 приведены основные данные о сосудах для хранения, транспорта и газификации жидких криоагентов, выпускаемых в СССР.

Резервуары в сочетании с трубопроводами обвязки, комплектами магистральных трубопроводов, арматурным шкафом и вспомогательным оборудованием составляют систему хранения, которая может состоять из одного или нескольких модулей. Принципиальная схема такой системы показана на рис. 5.29.

Таблица 5.27. Сосуды для жидких криоагентов

Характеристика	Типоразмер							
	СК-6	СК-10	СК-16	СК-25	СК-40	СТГ-10	СТГ-40	СТГ-100
Объем, дм^3 :								
внутреннего сосуда	6	10	17,5	26,5	40	10	40	100
азотной камеры	—	—	—	—	—	7,5	12	—
Внутренний диаметр горловины, мм	22	32	32	56	71	—	—	—
Потери от испарения, не более:								
гелия	—	—	—	—	—	1,5	0,9	1,5
азота	—	—	—	—	—	15	14	—
азота, г/ч	9,2	14,5	13,2	16,7	22,7	—	—	—
Габаритные размеры, мм:								
диаметр	254	254	372	452	452	390	580	760
высота	495	630	635	615	775	800	1120	1400
Масса сосуда, кг, заполненного:								
азотом	9,3	14,5	22,2	32,5	46,8	—	—	—
кислородом	11,3	17,9	27,8	41,1	60,1	—	—	—
аргоном	12,7	20,2	31,8	47,1	69,5	—	—	—
воздухом	9,6	15,1	23,1	33,8	48,9	—	—	—
гелием	—	—	—	—	—	27,8	54	97
То же незаполненного (не более)	4,5	6,5	8,5	11,5	14,5	20,8	40	85

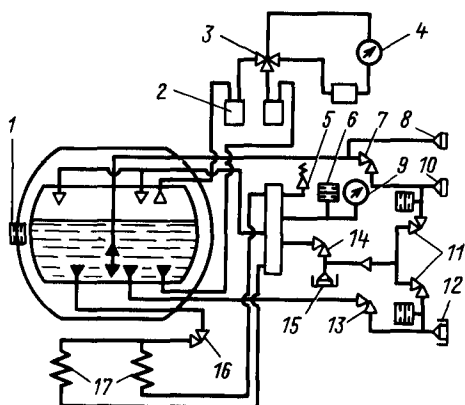


Рис. 5.28. Принципиальная схема цистерны:
 1 — предохранительная мембрана кожуха; 2 — баллон-компенсатор; 3 — трехходовой клапан; 4 — указатель уровня криожидкости; 5 — предохранительный клапан; 6 — предохранительная мембрана сосуда; 7 — клапан наполнения (или опорожнения); 8 — штуцер наполнения; 9 — манометр; 10 — штуцер наполнения (или опорожнения); 11 — клапан газосброса из рукава и шланга; 12 — штуцер выдачи; 13 — клапан выдачи (диаметром 16 мм); 14 — клапан газосброса; 15 — штуцер газосброса; 16 — клапан испарителей; 17 — испарители

Таблица 5.28. Цистерны жидких криопродуктов [19]

Характеристика	Типоразмер	
	ЦТГ-0,5/0,07	ЦТГ-2,5/0,07
Объем, дм^3 :		
внутреннего сосуда	520	2500
азотной камеры	—	500
Масса заливаемого продукта, кг:		
гелия	62	310
азота	—	360
Рабочее давление, МПа, не более	0,07	0,07
Потери от испарения, %/сут:		
гелия	1,1—1,3	$\leq 0,6$
азота	—	≤ 10
Габаритные размеры, мм:		
длина	—	5000
ширина	1220	2100
высота	1980	2300
Масса цистерны, кг:		
заполненной	494	3770
незаполненной	430	3100

Примечание. Изготовитель — НПО «Гелиймаш» (Москва).

Таблица 5.29. Резервуары для жидких криогентов [19]

Характеристика	Горизонтальные резервуары				Вертикальные резервуары			Сферические резервуары			
	РЦГ-50/0,5	РЦГ-100/0,5	РЦГ-250-0,6	РЦВ-25/1,6-2	РЦВ-63/0,5-1	РЦВ-63/0,8-1	РЦВ-63/0,8-2	РСК (А) - 1400/0,4	РСА (К) - 1400/1	РСК-1400/1	РСВ-1400/1
Геометрический объем, м ³	55	112	245	25,4	66,3	66,3	66,3	1437	1437	1437	1437
Рабочее давление, МПа	0,5	0,5	0,6	1,6	0,5	0,85	0,85	0,4	1	1	1,05
Вместимость жидких продуктов (при коэффициенте заполнения 0,9), кг:											
азота	40 000	81 000	178 100	17,8	48 500	48 500	48 500	1 040 000	1 040 000	—	—
аргона	70 000	139 000	—	31,2	84 000	84 000	84 000	—	—	—	—
водорода	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	91 700
кислорода	57 000	115 000	251 800	25,6	68 500	68 500	685 000	1 480 000	1 480 000	1 480 000	—
Потери продуктов от испарения при давлении в теплоизоляционной полости $1,35 \cdot 10^{-2}$ Па (при температуре 20 °С и наружном давлении 0,1 МПа), %/сутки:											
азота	0,2	0,117	0,12	0,2	0,109	0,135	0,135	0,0392	0,0392	—	—
аргона	0,17	0,101	—	0,15	0,094	0,115	0,115	—	—	—	—
водорода	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1308
кислорода	0,135	0,076	0,08	0,12	0,073	0,09	0,09	0,0267	0,0267	0,0267	—
Длина резервуара, мм	9390	17 610	36 305	—	—	—	—	—	—	—	—
Масса незаполненного резервуара, т	21	36,5	70	13,45	23	23	22,8	380	360	360	360

Таблица 5.30. Модули систем хранения жидких криоагентов [19]

Характеристика	Типоразмер							
	CX-60/0,5-1	CX-60/0,5-2	CX-60/0,8-1	CX-60/0,8-2	CX-100/0,5-1	CX-100/0,5-2	CX-200/0,5-1	CX-200/0,5-2
Объем резервуара, м ³	66,3		66,3		112		227	
Количество хранимого сжиженного продукта кг:								
азота	48 500		48 500		81 000		160 000	
аргона	84 000		84 000		—		—	
кислорода	68 500		68 500		115 000		228 000	
Скорость выдачи сжиженного продукта, кг/с (кг/ч)	5,5 (20 000)		5,5 (20 000)		8,33 (30 000)		16,66 (60 000)	
Рабочее давление (максимальное), МПа	0,5		0,8		0,5		0,5	
Потери сжиженного продукта от испарения при хранении, кг/ч (%/сут):								
азота	2,2 (0,109)		2,2 (0,109)		4,4 (0,13)		8 (0,12)	
аргона	3,29 (0,094)		3,29 (0,094)		—		—	
кислорода	2,08 (0,073)		2,08 (0,073)		4,1 (0,085)		7,6 (0,08)	
Габаритные размеры модуля, м	10,2 × ×6 × ×12,4	8,7 × ×6 × ×12,4	10,2 × ×6 × ×12,4	8,7 × ×6 × ×12,4	19,5 × ×7,2 × ×6,2	19,5 × ×7,2 × ×6,2	36 × ×8 × ×7	36 × ×8 × ×7
Масса модуля, т	14,465	24,243	25,493	25,408	50,826	50,393	105,262	104,396

Примечание. Изготовитель — НПО «Криогенмаш» (г. Балашиха Московской обл.)

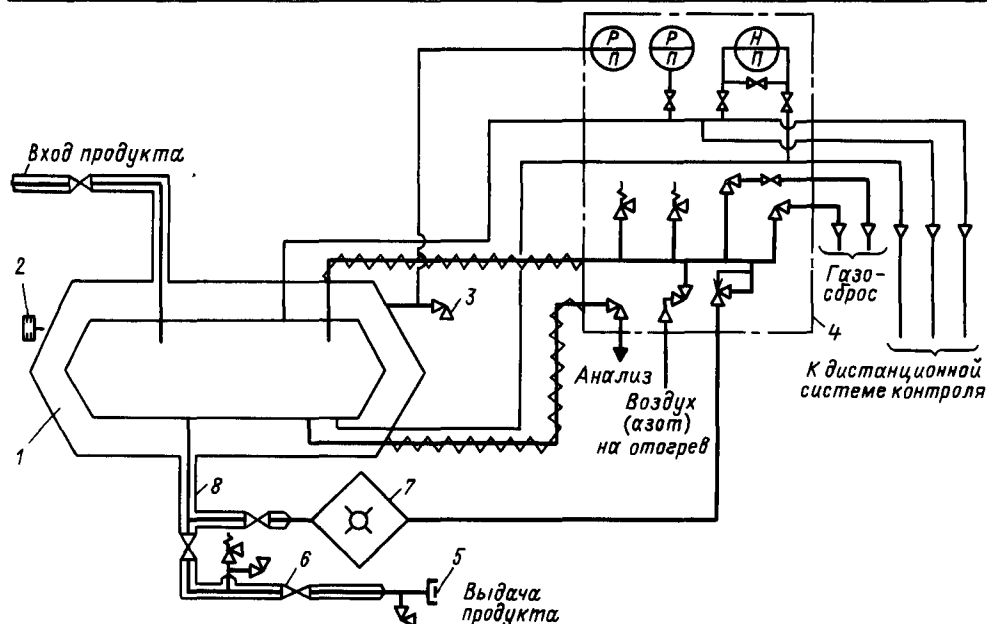


Рис. 5.29. Принципиальная схема системы хранения жидких криоагентов CX-100/0,5-1; CX-200/0,5-1:

1 — резервуар; 2 — предохранительная мембрана; 3 — вакуумный клапан; 4 — арматурный шкаф; 5 — гайка (гайка Рот); 6 — клапан выдачи; 7 — испаритель наддува; 8 — криотрубопровод

Таблица 5.31. Сосуды для хранения и газификации

Характеристика	Типоразмер		
	ЦЖУ-3,0-2,0	ЦЖУ-6-1,8	ЦЖУ-9,0-1,8
	Назначение		
	Транспорт и хранение охлажденного СО ₂		
Объем, м ³	3	6	9
Производительность, кг/ч	—	—	—
Максимальное рабочее давление (избыточное), МПа	2,0	1,8	1,8
Теплоноситель	—	—	—
Габаритные размеры, мм	3700×1800×1900	6600×2500×3200	10 000×2650×3400
Масса, т	2,2	3,35	5,0

* Числитель дроби — давление на входе, знаменатель — на выходе.

** Мощность 30 кВт, напряжение в сети 220/380 В.

Таблица 5.32. Газификаторы жидких криоагентов [19]

Характеристика	Типоразмер						
	ГХ-1-0,035/1,6	ГХК-3/1,6-200	ГХК-8/1,6-500	ГХК-8/1,6-1000	ГХК-8/1,6-2000	ГХК-25/1,6-500	ГХК-25/1,6-2000
Гидравлическая вместимость резервуара, м ³	0,5	3,2	8	8	8	25	25
Количество сжиженного продукта, заливаемого в резервуар, кг:							
азота	380	2300	5150	5150	5150	18 100	18 100
аргона	600	4010	10 000	10 000	10 000	31 200	31 200
кислорода	540	3290	8200	8200	8200	25 600	25 600
Рабочее давление (пределы регулирования), МПа	0,1—1,6	0,1—1,6	0,1—1,6	0,1—1,6	0,1—1,6	0,1—1,6	0,1—1,6
Производительность по газообразному продукту, м ³ /ч:							
по азоту	—	—	—	—	—	594	2376
по аргону	—	—	—	—	—	660	2640
по кислороду	35	250	550	1100	2200	550	2200

ожиженного диоксида углерода

Типоразмер					
ЦЖУ-8-2,0	НЖУ-12,5-2,0	ЦГ-200М	ЭГУ-300	УГ-300	УГ-400
Назначение					
Накопление и хранение CO ₂ у потребителя		Газификация жидкого CO ₂			
8	12,5	—	—	—	—
—	—	200	300	300	400
2,0	2,0	0,8—2,5*	0,8—2,5*	0,8—2,5*	0,8—2,5*
—	—	0,03—0,3	0,03—0,3	0,03—0,3	0,03—0,3
—	—	Пар или горячая вода			
5200 × × 2200 × × 2600	7500 × 2200 × × 2600	Пар или горячая вода 950 × 750 × × 22215	Электро- подогрев** 855 × 900 × × 2230	Пар или горячая вода 370 × 750 × × 2215	2300 × 750 × × 2215
5,1	6,3	450	557	470	960

Продолжение табл. 5.32

Характеристика	Типоразмер						
	ГХ-1-0,035/1,6	ГХК-3/1,6-200	ГХК-8/1,6-500	ГХК-8/1,6-1000	ГХК-8/1,6-2000	ГХК-25/1,6-500	ГХК-25/1,6-2000
Потери от испарения сжиженного продукта при хранении его в резервуаре с открытым газосбросом, %/сут (кг/ч):							
азота	0,22**	0,62(0,594)	0,43(0,922)	0,43	0,43	0,2	0,2
аргона	0,28**	0,41(0,685)	0,28(1,16)	0,28	0,28	0,12	0,12
кислорода	0,21**	0,38(0,521)	0,26(0,888)	0,26	0,26	0,12	0,12
Температура газа на выходе из испарителя, К (°С)	293(20)	293(20)	293(20)	293(20)	293(20)	293(20)	293(20)
Габаритные размеры газификатора:							
высота, м	2,5	3,25	6,16	6,16	6,16	6,08	6,08
занимаемая площадь, м ²	7,4	13,6	21,3	41,3	78,3	32,8	86,6

Продолжение табл. 5.32

Характеристика	Типоразмер						
	ГХ-1-0,035/1,6	ГХК-3/1,6-200	ГХК-8/1,6-500	ГХК-8/1,6-1000	ГХК-8/1,6-2000	ГХК-25/1,6-500	ГХК-25/1,6-2000
Масса, т:							
порожного резервуара	0,36	3,3	6	6	6	15,8	15,8
газификатора	0,9	4,1	7,5	8,5	10,9	17,35	19,9

* Количество продукта в одном резервуаре.

** Цифры указаны в кг/ч.

Примечание. Изготовители: НПО «Криогенмаш» (ГХК-25/1,6); Свердловский завод кислородного машиностроения (ГХ-1-0,035/1,6) и Омский завод кислородного машиностроения.

5.4. УСТАНОВКИ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ

5.4.1. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ МЕТОДЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ

Большинство газов, получаемых путем разделения смесей, представляют собой либо криоагенты (кислород, азот, аргон, криптон, ксенон, неон, метан, гелий, водород, дейтерий, оксид углерода), либо хладагенты (этан, пропан, бутан, пропилен, этилен, диоксид углерода, аммиак). Наиболее экономичные способы их выделения из соответствующих смесей основаны на низкотемпературных методах — *конденсационно-испарительном* и в некоторых случаях *адсорбционном*.

Из конденсационно-испарительных методов в низкотемпературной технике используются два — *ректификация* и *парциальная конденсация* (§ 2.6). Низкотемпературная ректификация, так же как и парциальная конденсация, отличается от соответствующих высокотемпературных процессов тем, что для её проведения необходима система криообеспечения.

Для установок, выдающих газообразные продукты разделения, такой системой криообеспечения служит *рефрижератор*; для установок, выдающих какие-либо из продуктов в жидком виде, — *ожижитель*.

Система криообеспечения может работать как самостоятельно, на отдельном криоагенте, не связанном с разделяемой смесью (*внешнее криообеспечение*), так и совместно с системой разделения на разделяемой смеси и продуктах разделения (*внутреннее криообеспечение*). Существуют и установки, в которых оба способа сочетаются (*комбинированное криообеспечение*) [5, 30, 34].

Адсорбционные методы разделения основаны на селективной (избирательной) адсорбции при низких температурах отдельных составляющих (компонентов) газовых смесей на твердых адсорбентах [8, 34]. Используемые для этой цели адсорбенты (активированные угли, цеолиты, силикагели) характеризуются большой удельной площадью поверхности пор (сотни квадратных метров на грамм) и достаточной механической прочностью, чтобы не истираться при многократных циклах адсорбции (поглощения) и десорбции (выделения) компонентов.

Адсорбционные методы используют обычно как вспомогательные для разделения в тех случаях, когда конденсационно-испарительные способы невыгодны или неприменимы. К ним относится разделение ценных газовых смесей, получаемых в относительно малых количествах ($Kr + Xe$, $Ne + He$) или таких, в которых содержание одного из компонентов невелико (примеси азота и кислорода в аргоне, азота и водорода в гелии и др.). Кроме того,

Таблица 5.33. Основные газовые смеси и получаемые из них продукты разделения

Разделяемые газовые смеси							Получаемые газы	
Воздух	Природный газ	Коксовый газ	Водяной газ	Газ синтеза аммиака	Газ крекинга и нефти	Дымовые газы	Название	Химическая формула
○ →	— —	— —	— —	— —	— —	— →	Кислород	O ₂
○ →	— —	— —	— —	— —	— —	— →	Азот	N ₂
○ →	— —	— —	— —	— —	— —	— →	Неон	Ne
○ →	— —	— —	— —	— —	— —	— →	Криптон	Kr
○ →	— —	— —	— —	— —	— —	— →	Ксенон	Xe
○ →	— —	— —	— —	— —	— —	— →	Аргон	Ar
○ →	— —	○ →	○ →	○ →	— —	— →	Водород	H ₂
		○ →	○ →	○ →	— —	— →	Дейтерий	D ₂
○ →	○ →	○ →	— —	— —	○ →	— →	Гелий	He
○ →	○ →	○ →	— —	— —	○ →	— →	Метан	CH ₄
		○ →	— —	— —	○ →	— →	Метановая фракция	—
○ →	— —	— —	— —	— —	○ →	— →	Этан	C ₂ H ₆
○ →	— —	— —	— —	— —	○ →	— →	Пропан	C ₃ H ₈
○ →	— —	— —	— —	— —	○ →	— →	Бутан	C ₄ H ₁₀
		— —	— —	— —	○ →	— →	Бутановая фракция	—
		○ →	— —	— —	○ →	— →	Пропилен	C ₃ H ₆
		○ →	— —	— —	○ →	— →	Этилен	C ₂ H ₄
		— —	— —	— —	○ →	— →	Этиленовая фракция	—
		— —	— —	— —	— —	○ →	Диоксид углерода	CO ₂
		○ →	○ →	— —	— —	— →	Оксид углерода	CO

адсорбционные методы используются для удаления из воздуха и других газов паров воды, диоксида углерода и углеводородов [3, 5, 29].

подавляющее большинство установок низкотемпературного разделения относится к двум областям:

- 1) разделения воздуха;
- 2) разделения углеводородных газов и выделения гелия и водорода.

Первая область относительно самостоятельна; отдельные цеха (станции) разделения воздуха обслуживают металлургические, химические, машиностроительные и другие предприятия и промышленные районы. Вторая область тесно связана с газовой промышленностью и нефтехимией; соответствующие установки обычно входят в общую технологическую цепочку и рассматриваются в едином комплексе. Применяемые в газовой и нефтяной промышленности технологические схемы очень разнообразны [34].

В табл. 5.33 показаны основные газовые смеси и получаемые из них продукты разделения.

5.4.2. ВОЗДУХОРАЗДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Принципиальные схемы типовых воздухо-разделительных установок (ВРУ) показаны на рис. 5.30 и 5.31 (рис. 5.30 — вариант высокого и среднего давления воздуха, рис. 5.31 — вариант низкого давления воздуха). Основным элементом в обоих случаях служит ректификационная колонна двойной ректификации (обведена на рис. 5.30 штриховой линией), которая состоит из трех частей — нижней (первой) колонны V, верхней (второй) колонны VI и конденсатора-испарителя VII. В малых и средних установках эти аппараты объединены (рис. 5.30), а в крупных для удобства изготовления, монтажа и эксплуатации устанавливаются раздельно (рис. 5.31). Принцип работы этих аппаратов тот же, что и во всех ректификационных установках.

Газообразные продукты разделения — кислород K, азот A, — из колонны поступают в теплообменник III, где нагреваются, охлаждая поступающий воздух. В некоторых случа-

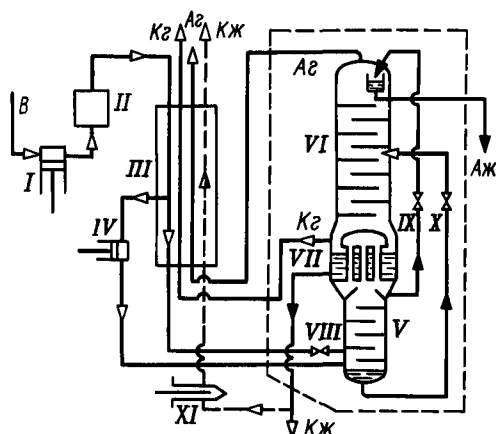


Рис. 5.30. Принципиальная схема воздухоразделительной установки высокого (среднего) давления воздуха:

I — компрессор; *II* — система очистки воздуха от CO_2 и осушки; *III* — регенеративный теплообменник; *IV* — детандер; *V* — нижняя (первая) ректификационная колонна; *VI* — верхняя (вторая) ректификационная колонна; *VII* — конденсатор-испаритель; *VIII* — воздушный дроссельный клапан; *IX* — азотный дроссельный клапан; *X* — дроссельный клапан жидкости испарителя; *XI* — насос жидкого кислорода; *Kг* — кислород газообразный; *Kж* — кислород жидкий; *Aг* — азот газообразный; *Aж* — азот жидкий

яя получают из установки газообразный сжатый кислород посредством насоса жидкого кислорода *XI*. Кислород отбирается из конденсатора в жидком виде и насосом прокачивается под необходимым давлением (обычно до 16 или 20,0 МПа) через теплообменник *III*,

где испаряется, нагревается и затем подается потребителю.

Система криообеспечения в установках среднего или высокого давления чаще всего содержит детандер *IV* (иногда используется внешнее охлаждение посредством аммиачной или фреоновой парожидкостной компрессионной установки) и дроссельные клапаны *IX*.

Уравнение энергетического баланса установки разделения аналогично уравнению (5.26) рефрижераторов и ожижителей, только отсутствует Δh_n и потери от недорекупации относятся к продуктам разделения:

$$\begin{aligned} B\Delta h_{т.в} + \Sigma M\Delta h_d + Q_{доп} = & \Sigma A\Delta h_{н.а} + \\ & + \Sigma K\Delta h_{н.к} + Bq_{из} + \Sigma I\Delta h_{н.и} + \\ & + \Sigma G_k\Delta h_{о.ж} + Q_{нас}, \end{aligned} \quad (5.29)$$

где *B* — расход воздуха; *A*, *K*, *I* — соответственно выход газообразных азота, кислорода и инертных газов; $\Sigma G_k\Delta h_{о.ж}$ — расход холода на ожижение продуктов, выводимых в жидком виде; знаки Σ введены в связи с тем, что в ряде установок кислород, азот и инертные газы (аргон, криптон и др.) могут выводиться в разных концентрациях и агрегатных состояниях; Δh_d — разность энтальпий газа на входе в детандер и на выходе из него; $\Delta h_{н.а}$, $\Delta h_{н.к}$, $\Delta h_{н.и}$ — разности энтальпий, соответствующие недорекупациям по азоту, кислороду и инертным газам.

Чем крупнее ВРУ, тем меньше относительный теплоприток через изоляцию $Bq_{из}$. Как видно из (5.29), это позволяет уменьшать изотермический дроссель-эффект $\Delta h_{т.в}$ — хо-

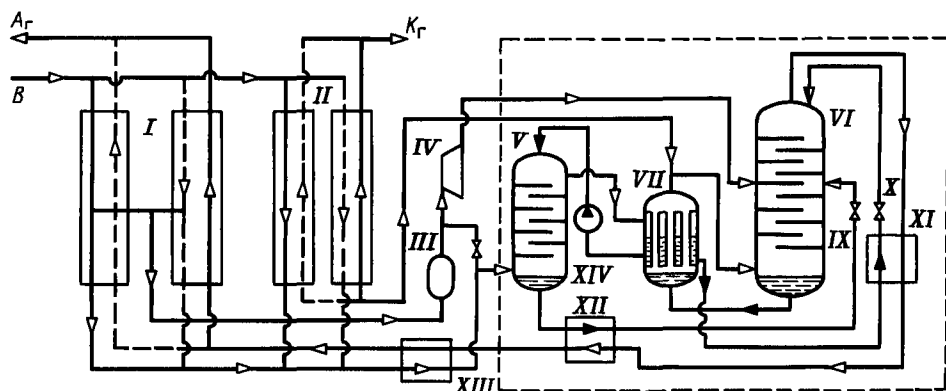


Рис. 5.31. Принципиальная схема воздухоразделительной установки низкого давления: *I* — азотные регенераторы; *II* — кислородные регенераторы; *III* — адсорбер CO_2 ; *IV* — турбодетандер; *XI* — охладитель жидкого азота; *XII* — охладитель жидкости испарителя; *XIII* — нагреватель азота; *XIV* — насос жидкого азота; *B* — воздух; *V*—*X* — обозначения те же, что и на рис. 5.30

лод, получаемый от дросселирования, т. е. снижать рабочее давление воздуха после компрессора *I*. Наибольшее значение p_k (до 18 МПа) поддерживается в установках, где весь кислород (или часть азота) получают в жидком виде, т. е. в таких, где потребность в холоде наибольшая. В установках, в которых получают только газообразные продукты, член правой части уравнения $\sum G_k \Delta h_{ож} = 0$. При производительности свыше 1000—1200 м³/ч кислорода давление p_k может быть снижено до предельно низкого значения ($p_{н.к} = 0,48 \div 0,52$ МПа), необходимого для работы колонны двойной ректификации. Потери холода в этом случае (установки низкого давления воздуха) покрываются в основном турбодетандером (значения Δh_d при $M \leq 0,25$ и КПД $\eta_{ад}$ детандера, большем 0,8, для этого вполне достаточно) [3, 5, 29, 34].

В установках низкого давления (рис. 5.31) теплообмен между воздухом и продуктами разделения протекает либо в регенераторах, либо в пластинчато-ребристых теплообменниках. Поэтому специальная очистка воздуха, как в установках высокого и среднего давления (*II* на рис. 5.30) применяется лишь во втором случае. В первом влага и CO₂ вымораживаются на поверхностях теплообмена (вода — в верхней, более теплой части; CO₂ — в нижней, холодной) и удаляются обратными потоками продукта разделения. Воздух после турбодетандера расширяется от давления около $p_{н.к}$ примерно до $p_{в.к}$ и подается в верхнюю колонну (в установках высокого и среднего давления детандер работает на перепаде давлений от p_k до $p_{н.к}$).

Если первая и вторая колонны стоят на одном уровне с конденсатором-испарителем,

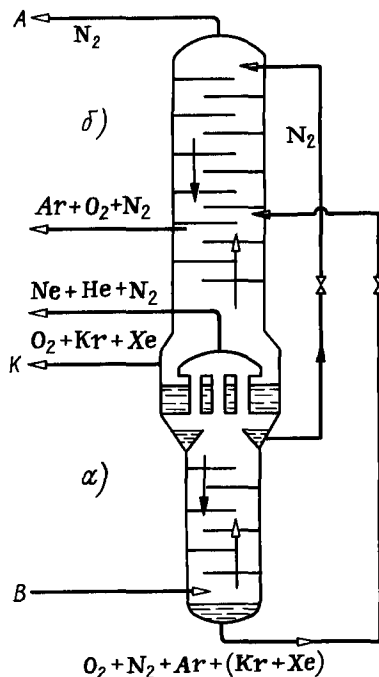


Рис. 5.32. Распределение инертных газов в колонне двойной ректификации:

a, б — нижняя и верхняя колонны; *B* — воздух; *A* — азот; *K* — кислород

то азот не может самотеком стекать из конденсатора в первую колонну (как показано на рис. 5.31). Поэтому жидкий азот подается в первую колонну насосом жидкого азота *XIV*. Если конденсатор-испаритель расположен выше, азот в первую колонну идет самотеком, а жидкий кислород перекачивается насосом. Установки низкого давления снабжаются также охладителями флегмы *XI* и *XII*. Охлажденные в них выходящим азотом до температур, лежащих на несколько градусов ниже температур кипения, потоки жидкости при дросселировании не образуют пара, что улучшает условия ректификации во второй колонне [5, 29, 34].

В воздухоразделительных установках кроме основных продуктов разделения — кислорода и азота — извлекают и другие составные части воздуха — инертные газы.

Как видно из табл. 5.34, все они, кроме аргона, содержатся в воздухе в очень малых концентрациях.

Извлечение всех компонентов воздуха, кроме диоксида углерода, гелия и водорода в качестве ценных продуктов экономически целесообразно.

На рис. 5.32 показано, как распределяют

Таблица 5.34. Состав сухого воздуха [34]

Газ	Объемное содержание, %
Азот N ₂	78,09
Кислород O ₂	20,95
Аргон Ar	0,93
Диоксид углерода CO ₂	0,03
Неон Ne	$1,8 \cdot 10^{-3}$
Гелий He	$5,2 \cdot 10^{-4}$
Криптон Kr	$1,0 \cdot 10^{-4}$
Ксенон Xe	$8,0 \cdot 10^{-6}$
Водород H ₂	$5,0 \cdot 10^{-5}$

Примечание. Содержание CO₂ может несколько меняться в сторону увеличения в промышленных районах и вблизи тепловых электростанций. Возможны также загрязнения воздуха углеводородами, оксидами азота и др.

ся инертные газы при разделении воздуха в колонне двойной ректификации. По нормальным температурам кипения их можно разделить на три группы. В первую группу входит аргон, температура кипения которого (87,3 К) лежит между температурами кипения кислорода (90,2 К) и азота (77,4 К), ближе к температуре кипения кислорода; во вторую — низкокипящие компоненты — неон (27,1 К) и гелий (4,2 К); в третью — высококипящие криптон (119,8 К) и ксенон (165 К). Соответственно неон и гелий, поступающие в нижнюю колонну, не конденсируются, а вместе с паром поднимаются по колонне и концентрируются под крышкой конденсатора-испарителя. Отсюда они отводятся с азотом в виде *неоно-гелиевой* смеси, служащей сырьем для получения неона. Аргон вместе с жидкостью испарителя поступает в верхнюю колонну, где накапливается в ее средней части между кислородом и азотом. Отсюда отводится *аргонная фракция*, содержащая аргон в смеси с кислородом и небольшой примесью азота; она служит исходным продуктом для получения *чистого и технического аргона*.

Криптон и ксенон при температурах, существующих в колонне, остаются в жидкости и накапливаются в жидком кислороде, откуда (если жидкий кислород не отбирается) переходят в газообразный кислород. После промывки в специальной криптоновой колонне их содержание в *криптоно-ксеноновом концентрате* возрастает примерно до 0,2 % (остальное — кислород). Этот концентрат используется для извлечения криптоно-ксеноновой смеси, которая затем разделяется на криптон и ксенон. Подробно процессы извлечения и очистки инертных газов описаны в [3, 5, 8].

Основные требования ГОСТ и технических условий на товарные продукты разделения воздуха, получаемые на установках всех видов, приведены в табл. 5.35 — 5.40.

Неоно-гелиевая смесь (неон технический) по ТУ-6-21-4-76 МХП выпускается трех сортов: высшего, первого и второго. Во всех сортах объемные доли Ne и He составляют 70 и 30 %. Суммарное объемное содержание неона и гелия в высшем, первом и втором сортах составляет соответственно 99,985; 99,8; 98,5 %. Содержание влаги определяется точками насыщения при давлении 101,3 кПа и температуре не более —58 °С для высшего сорта и —52 °С для двух других сортов. Неон высокой чистоты выпускается в соответствии с ТУ-6-21-9-78 МХП с объемным содержанием неона 99,896 и гелия 0,1 %.

Характеристики отечественных ВРУ высокого давления воздуха приведены в табл. 5.41 и 5.42 [19]. Их ассортимент весь-

Таблица 5.35. Характеристики товарного газообразного кислорода (по ГОСТ 5583-78)

Характеристика	Технический кислород			Медицинский кислород
	Нормы для сортов			
	пер-вого	вто-рого	треть-его	
Объемная доля кислорода, %, не более	99,7	99,5	99,2	99,5
Содержание водяного пара при 20 °С и 0,101 МПа, г/м ³ , не более	0,07*	0,07	0,07	0,07
Объемная доля водорода, %, не более	0,3	0,5	0,7	—
Объемная доля диоксида углерода, %, не более	Не нормируется			0,01

* Для продукта со Знаком качества — 0,05.

Таблица 5.36. Характеристика товарного жидкого кислорода (по ГОСТ 6331-78)

Характеристика	Технический кислород		Медицинский кислород
	Нормы для сортов		
	пер-вого	вто-рого	
Объемная доля кислорода, %, не менее	99,7	99,5	99,5
Содержание диоксида углерода в 1 дм ³ жидкого кислорода при 20 °С и 0,101 МПа, см ³ , не более	2,5	3,0	3,0
Запах	Не нормируется		Отсутствует

ма разнообразен как по производительности, так и по набору выпускаемых продуктов. Криптон, ксенон и аргон на этих установках не выпускаются. Жидкие продукты (индекс «ж») выводятся из установки для слива в соответствующие сосуды или цистерны. Так как для

Т а б л и ц а 5.37. Характеристики товарного азота (по ГОСТ 9293-74)

Характеристика	Техни- ческого газооб- разного высшего сорта	Норма для сортов			Особой чистоты газооб- разного и жидкого
		Технически газообразного и жидкого			
		первого	второго	третьего	
Объемная доля азота, %, не менее	99,994	99,6	99,6	97,0	99,996
Объемная доля кислорода, %, не более	0,005	0,4	1,0	3,0	0,001
Содержание водяного пара при 20 °С и 0,101 МПа, м ³ , не более	0,005	0,07	Отсутствие капельной влаги в баллоне		0,005
Объемная доля водорода, %, не более		Не нормируется			0,001
Суммарная объемная доля оксида углерода, диоксида углерода и углеводородов, выра- женная в % CO ₂ , не более		Не нормируется			0,001

Т а б л и ц а 5.38. Характеристики товарного газобразного и жидкого аргона (по ГОСТ 10157-79)

Характеристика	Нормы для сортов		Характеристика	Нормы для сортов	
	высшего	первого		высшего	первого
Объемная доля аргона, %, не менее	99,992	99,987	давлении 101,3 кПа, г/м ³ , не более		
Объемная доля кислорода, %, не более	0,0007	0,002	Объемная доля суммы углеродсодержащих соединений в пересчете на CO ₂ , %, не более	0,0005	0,001
Объемная доля азота, %, не более	0,006	0,01			
Массовая концентрация водяного пара при 20 °С и	0,007	0,01			

Т а б л и ц а 5.39. Характеристики товарного криптона и криптоно-ксеноновой смеси (по ГОСТ 10218-77)

Характеристика	Нормы		
	Высокой чистоты	Чистый	Криптоно-ксеноновая смесь
Объемная доля криптона, %, не менее	98,98	99,88	99,5
Объемная доля ксенона, %	Не более 0,005	Не более 0,1	в сумме с ксеноном Не менее 5,0
Объемная доля кислорода, %, не более	0,0005	0,001	0,05
Объемная доля азота, %, не более	0,005	0,01	0,4
Объемная доля метана, %, не более	0,0001	0,001	0,01
Объемная доля диоксида углерода, %, не более	0,0005	0,001	0,01
Массовая концентрация водяного пара при 20 °С и 101,3 кПа, г/м ³ , не более	0,005	0,01	0,076
Температура насыщения водяными парами при давлении 101,3 кПа, °С, не выше	—63	—58	—42

Таблица 5.40. Характеристики товарного ксенона (по ГОСТ 10219-77)

Характеристика	Нормы		Характеристика	Нормы	
	Высокой чистоты	Чистый		Высокой чистоты	Чистый
Объемная доля ксенона, %, не менее	99,990	99,96	Объемная доля метана, % не более	0,0001	0,001
Объемная доля криптона, %, не более	0,005	0,02	Объемная доля диоксида углерода, %, не более	0,0002	0,001
Объемная доля азота, %, не более	0,002	0,01	Массовое содержание водяных паров, г/м ³ , не более	0,005	0,01
Объемная доля кислорода, %, не более	0,0005	0,001	Температура насыщения ксенона при давлении 101,3 МПа, °С, не выше	—63	—58

Таблица 5.41. Воздухоразделительные установки высокого давления малой производительности (количество перерабатываемого воздуха 240 м³/ч)

Характеристика	Типоразмер			
	АК-0,135	АЖА-0,05	АЖА-0,04-1	КЖАЖ-0,05
Перерабатываемый воздух на входе в установку:				
давление при работе в газовом режиме, МПа	16	—	10—12	8—12
то же при работе в жидкостном режиме	20	—	20	20
Производительность установки:				
по газообразному азоту, м ³ /ч	135*	60	60	60
по жидкому азоту, кг/ч	6—7**	55	43	50
по техническому газообразному кислороду, м ³ /ч	35	—	—	44
по техническому жидкому кислороду, кг/ч	—	—	—	50
Чистота продуктов разделения воздуха (содержание кислорода), %:				
азота	0,1	0,002	0,002	0,1
кислорода	99,7	—	—	99,7
Давление продуктов разделения, МПа:				
газообразного азота	—	20	20	20
газообразного кислорода	20	—	—	20
жидкого азота	—	—	0,005 (0,05)	—
жидкого кислорода	—	—	—	0,03 (0,3)
Габаритные размеры помещения для монтажа установки, м	12×9×6	12×6×6	12×6×6	12×6×6
Масса установки, т	10,66	10,3	10,3	10,4

* Одновременное получение газообразного азота и кислорода.

** Одновременное получение жидкого азота и газообразного кислорода.

Таблица 5.42. Воздухоразделительные установки высокого давления

Характеристика	Типоразмер															
	АжКжКААрж-2			КжКАжА-0,5												КжКАж-0,25
	Режим работы установок															
	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	
Перерабатываемый воздух: количество, м ³ /ч давление, МПа температура, К (°С)	9250 20 До 313 (40)			2300 20 До 313 (40)							1140 20 До 313 (40)					
Циркуляционный азот: количество, м ³ /ч давление, МПа	4000 0,7	2000 0,7	3000 0,7	590 0,6—0,7	590 0,6—0,7	780 0,6—0,7	750 0,6—0,7	—	—	700 0,6—0,7	—	—	—	—	—	
Производительность: по газообразному азоту, м ³ /ч по газообразному кислороду, м ³ /ч	3100	4900	3700	1210	1210	950	950	—	—	1100	—	—	—	50	—	
	1740	85	930	—	85 ¹	180 ¹	235 (85+ +150) ²	—	—	170 (85+ +85) ³	—	199	200	50	—	
по жидкому азоту, кг/ч по жидкому кислороду, кг/ч	2300	150	1300	—	—	530	480	540	—	400	—	265	200	—	250	
	—	2200	1000	500	420	—	—	—	500	—	265	—	—	—	—	
по жидкому и газообразному аргону (в сумме), м ³ /ч по псоно-гелиевой смеси, м ³ /ч	62			—							—					
	0,25			—							—					

Продолжение табл. 5.42

Характеристика	Типоразмер														
	АжЖКААрж-2			КжКАжА-0,5							КжКАж-0,25				
	Режим работы установок														
	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5
Габаритные размеры блока разделения воздуха, м Масса, т: блочка разделения воздуха (с перелитым песком) установки в объеме поставки (без компрессора и изоляции)	2,9×7,1×25,6			2,9×2,6×16,2							2,9×1,72×9,21 ⁴				
	90			10							6,48 ⁴				
	105			47							16				

¹ Производительность по газообразному кислороду давлением 0,05 МПа.

² Производительность 85 и 150 м³/ч по газообразному кислороду давлением 20 и 0,05 МПа соответственно.

³ Производительность по 85 м³/ч по газообразному кислороду давлением 20 и 0,05 МПа соответственно.

⁴ Габаритные размеры и масса блока разделения воздуха указаны без насоса, переходника и ограждения.

¹ Производительность по газообразному кислороду давлением 0,05 МПа.

² Производительность 85 и 150 м³/ч по газообразному кислороду давлением 20 и 0,05 МПа соответственно.

³ Производительность по 85 м³/ч по газообразному кислороду давлением 20 и 0,05 МПа соответственно.

⁴ Габаритные размеры и масса блока разделения воздуха указаны без насоса, переходника и ограждения.

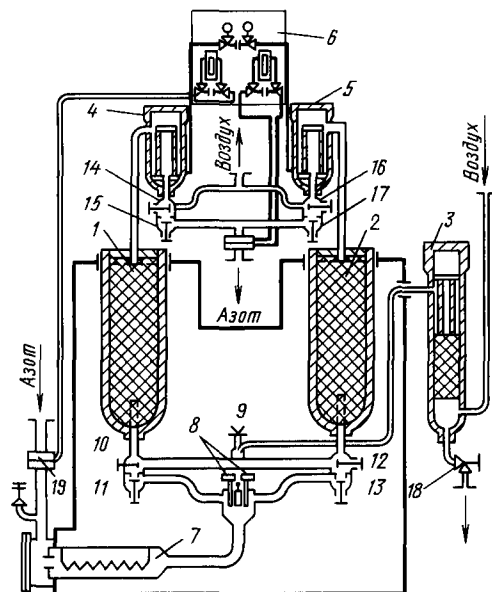


Рис. 5.33. Схема блока адсорбционной очистки:

1, 2 — адсорбенты; 3 — фильтр-влажготделитель; 4, 5 — фильтры; 6 — щит приборов; 7 — электронагреватель; 8 — терморегулятор; 9 — предохранительный клапан; 10—18 — клапаны; 19 — диафрагма

питания воздухом этих установок используют поршневые компрессоры, рабочее давление можно менять в широких пределах (до 20 МПа) в зависимости от режима работы. Очистка воздуха от H_2O и CO_2 производится в специальных адсорбционных блоках (рис. 5.33). В то время как в одном из баллонов происходит адсорбция примесей, второй подвергается регенерации нагретым азотом, в результате которой происходит десорбция и удаление из пор адсорбента H_2O и CO_2 . Таким же образом производится и осушка кислорода после сжатия его в компрессорах.

Характеристики некоторых установок для осушки и очистки воздуха и осушки кислорода см. в табл. 5.49 [18].

Характеристики воздуходелительных установок среднего давления воздуха приведены в табл. 5.43, 5.44.

Особую группу составляют воздуходелительные установки, смонтированные на раме (так называемые азото- и кислорододобывающие станции — КДС). Они могут использоваться как стационарно (индекс С), так и устанавливаться на автомобилях (ин-

декс А). Их характеристики приведены в табл. 5.45 [19].

Очистка и осушка воздуха и в случае необходимости осушка кислорода производится в адсорбционных установках (табл. 5.46).

Транспортирование продуктов разделения воздуха от места их производства к потребителю может осуществляться в газообразном виде в баллонах и по трубопроводам, а также в жидком виде с газификацией на месте потребления.

В последнее время наблюдается тенденция к централизации и укрупнению агрегатов разделения воздуха и к преимущественному использованию трубопроводного транспорта кислорода (и в некоторых случаях азота) для снабжения крупных потребителей в радиусе до 100 км и более.

Выбор того или иного способа транспортирования продуктов разделения воздуха или их сочетания определяется на основе технико-экономических расчетов.

Для индивидуальных потребителей жидкого азота (научно-исследовательских организаций, лабораторий), в которых продукт нужен периодически, выпускается азотодобывающая установка АЖ-0,05 (КГМ) с внешним криообеспечением на базе криогенной газовой машины, работающей по обратному циклу Стирлинга. Установка дает до 52 л (65 кг) жидкого азота в час с содержанием кислорода менее 0,5 %; ее габаритные размеры $2,9 \times 2,7 \times 3,4$ (в метрах). Потребляемая электрическая мощность 50 кВт, расход охлаждающей воды 8—10 м³/ч [19].

в табл. 5.47 и 5.48 приведены основные технические данные выпускаемых в СССР ВРУ низкого давления.

Все крупные современные установки разделения воздуха, как правило, комплексные; в них одновременно получают несколько различных продуктов как в газообразном, так и в жидком или сжатом (посредством насоса) виде. Многие установки позволяют переход на различные режимы, с тем чтобы получить необходимые в данный момент продукты (жидкий азот или жидкий кислород).

Крупные установки низкого давления снабжены системой азотно-водяного охлаждения (АВО) или воздушно-водяного охлаждения (ВВО), посредством которой воздух, подаваемый в установку воздушным компрессором, дополнительно охлаждается в скруббере холодной водой. Холодная вода получается либо путем испарительного охлаждения — пропускания сухого отбросного азота из установки через водяной скруббер, как показано на схеме рис. 5.34, либо посредством холодильной установки.

Т а б л и ц а 5.43. Воздухоразделительные установки среднего давления (количество перерабатываемого воздуха 960 м³/ч)

Характеристика	Типоразмер										
	АК-0,6				А-0,6				К-0,15		
	Режим работы установок										
	1	2	3	4	1	2	3	1	2	3	4
Перерабатываемый воздух: давление, МПа температура, К (°С) Производительность: по газообразному азоту, м³/ч по газообразному кислороду, м³/ч по жидкому азоту, кг/ч по жидкому кислороду, кг/ч	4—5 До 313 (40)	6,4 До 313 (40)	6,4 До 313 (40)	3,5—4 До 313 (40)	4,5—5 До 313 (40)	4,5—5 До 313 (40)	4,5—5 До 313 (40)	5 До 313 (40)	5 До 313 (40)	6,4 До 313 (40)	6,4 До 313 (40)
	605	605	480	660	550	450 и 50*	500	—	—	—	—
	87	—	—	—	—	—	—	168	132	—	—
	—	—	60	—	—	—	—	—	—	—	70
Чистота продуктов разделения воздуха (содержание кислорода), %: газообразного и жидкого азота газообразного и жидкого кислорода да Давление, МПа: газообразного азота	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	—	—	—	1
	99,7	99,7	—	—	—	—	—	99,7	99,9	99,7	—
	0,025	0,025	0,025	0,025	05 -0,6	0,5—0,6 и 1,2	0,7—0,8	—	—	—	—
	20										
газообразного кислорода	0,4 на отметке +1 м				—				0,4 на отметке +1 м		
жидкого азота	0,04 на отметке +1 м				—				—		
жидкого кислорода	—				—				—		
да	—				—				—		

Т а б л и ц а 5.44. Воздухоразделительные установки среднего давления (количество перерабатываемого воздуха 2600 м³/ч)

Характеристика	АК-1,5		К-0,4						ААЖ-0,6	
			Режим работы установок							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Перерабатываемый воздух: давление, МПа температура, К (°С)	4-5 До 313 (40)	7 До 313 (40)	7 До 313 (40)	3,5-4 До 313 (40)	5 До 313 (40)	5 До 313 (40)	6-6,5 До 313 (40)	6-6,5 До 313 (40)	0,8 До 313 (40)	0,8 До 313 (40)
Производительность: по газообразному азоту, м ³ /ч	1625	1625	1300	1750	—	—	—	—	500	550
по газообразному кислороду, м ³ /ч	230	—	—	—	450	400	—	—	—	—
по жидкому азоту, кг/ч	—	—	160	—	—	—	—	160	30	—
Чистота продуктов разделения воздуха (содержание кислорода), %:	—	215	—	—	—	—	175	—	—	—
газообразного и жидкого азота	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	—	—	—	1	0,0001	0,0001
газообразного и жидкого кислорода	99,7	99,7	—	—	99,7	99,9	99,7	—	—	—
Давление, МПа: газообразного азота	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,6(6)	0,6(6)
газообразного кислорода жидкого азота	0,4 на отметке +1,425 м 0,04 на отметке +1,605 м		20 0,4 на отметке +1,605 м 0,04 на отметке +1,785 м		20 0,4 на отметке +1,605 м 0,04 на отметке +1,785 м		20 0,4 на отметке +1,605 м 0,04 на отметке +1,785 м		0,6 на отметке +1,605 м —	
жидкого кислорода	0,4 на отметке +1,425 м 0,04 на отметке +1,605 м		20 0,4 на отметке +1,425 м 0,04 на отметке +1,605 м		20 0,4 на отметке +1,425 м 0,04 на отметке +1,605 м		20 0,4 на отметке +1,425 м 0,04 на отметке +1,605 м		0,6 на отметке +1,605 м —	
Влажность газообразных азота и кислорода (точка росы), К (°С)	203(-70) 3×2,12×12,85		203(-70) 3×2,12×12,85		203(-70) 3×2,12×12,85		203(-70) 3×2,12×12,85		203(-70) 1,87×3,7×9,14	
Габаритные размеры блока разделения воздуха, м	9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		7 — 16	
Масса, т:	9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		7 — 16	
блока разделения воздуха с перлитным песком	9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		7 — 16	
блока очистки воздуха	9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		7 — 16	
установки в объеме поставки (без компрессора)	9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		9 5,3 22,2		7 — 16	

Таблица 5.45. Воздухоразделительные станции [19]

Характеристика	Типоразмер		Характеристика	Типоразмер	
	СКДС-70М	АКДС-70М2, АКДС-70М2-02		СКДС-70М	АКДС-70М2, АКДС-70М2-01
Количество перерабатываемого воздуха, м ³ /ч	480	480	Чистота продуктов разделения воздуха (содержание кислорода), %:		
Производительность:			кислорода	99,2	99,2
по жидким кислороду или азоту, кг/ч	70	70	азота	1	1
по газообразному кислороду, м ³ /ч	70	70	Давление газообразных продуктов, МПа	40; 35; 23; 15	40; 35; 23; 15
по газообразному азоту, м ³ /ч	100	100			

Примечание. Со станций поставляется кроме обычного оборудования электростанция (для АКДС-70М2 и АКДС-70М2-01).

Таблица 5.46. Установки для очистки и осушки воздуха и кислорода [19]

Типоразмер	Производительность, м ³ /ч	Рабочее давление, МПа	Температура газа, °С		Содержание в очищенном газе		Потребляемая мощность, кВт	Масса, т	Габариты (длина × ширина × высота), мм
			поступающего	после предварительного охлаждения	CO ₂ , см ³ /м ³	H ₂ O (точка росы), °С			
ОФ 960/70	780—960 (воздух)	3,0—7,0		5—10	Не более 3		9	4,9	Блок предварительного охлаждения (985 × 1265 × 2050)
ОФ 1080/200	780—1080 (воздух)	7,0—20,0	Не выше 40	5—10	Не более 3	—70			Блок очистки (1700 × 1300 × 3420)
ОК-600/220	600	22,0		—				2,6	1780 × 1300 × 3130
ОК-1500/40	1500	4,0		—	—			13,1	2100 × 2400 × 4300

Продолжение табл. 5.47

Характеристика	Типоразмер											
	АКАР-6		КА-5		АК-15П		АК-7П		А-6 и А-6-1			
	Режим работы установок											
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2		
Давление продуктов разделения воздуха, МПа: газообразного азота газообразного аргона технического кислорода низкого давления технического кислорода высокого давления жидкого азота *** технического жидкого кислорода ***	0,005	0,005	0,005	0,4	0,005	0,005	0,005	0,005	0,71	—		
	22	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	—	—		
	—	—	22	22	22	22	22	22	22	22		
	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,4	—	0,6	—		
Габаритные размеры установок, м:												
при размещении в здании	—	—	11	14,98	20,02	7,32	5	9,19	—	6,75	12	15,3 (А-6)
при размещении вне здания	13,5	13,62	39,5	14,98	14,88	28,23	6,25	3,82	27,44	9,99	4,98	19,75 (А-6-1)
Масса установки (без оборудования, поставляемого за отдельную плату), т:	—	345	273,5	324,5	267 (общая установка)	—	160	168,8 (А-6)	183,2 (А-6-1)			
при размещении в здании												
при размещении вне здания												

* Вместо жидкого азота возможно получение жидкого аргона в количестве 130 кг/ч.

** Возможно получение жидкого азота при снижении производительности по кислороду до 2100 м³/ч.

*** Концентрация аргона обеспечивается только при совместной работе установок разделения воздуха и установок очистки сырого аргона.

Продолжение табл. 5.48

Характеристика	Типоразмер											
	КТ-70	КТА-35; КТА-35-1; КТА-35-2		КА-32; КА-32-1; КА-32-2		АКТ-30; АКТ-30-3		КА-15; КА-15-3		КААР-15; КААР-15-3		
		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	
Режим работы установок												
газообразного азота газообразного кислорода неоно-гелиевой смеси криптоно-ксено- вого концентрата жидкого азота жидкого техниче- ского кислорода жидкого аргона или аргоно-кис- лородной смеси Габаритные размеры установки, м	0,004	0,005		0,005		0,005		0,005		0,005	0,005	
	0,005	0,005		0,005		0,005		0,005		0,005	0,005	
	0,4	—		—		—		—		—	—	
	0,02	—		—		—		—		—	—	
	0,2	0,4		0,4		0,45		0,45		0,45	0,45	
	0,3	0,1		0,2		0,1		0,2		0,2	0,2	
	—	—		—		—		—		—	0,3	
	—	22,7×15×27,4 (КТА-35)		23,7×15×27,4 (КА-32)		18,1×19,5×29,7 (АКТ-30)		18,1×19,5×32,7 (КА-15)		18,1×19,5×38,6		
		22,7×19,5×27,4 (КТА-35-1)		23,7×19,5×27,4 (КА-32-1)		18,1×16×18,7 (АКТ-30-3)		18,1×16×22 (КА-15-3)				
Масса, т:												
установки (без оборудования, поставляемого за отдельную пла- ту)	1210	840 (КТА-35) 930 (КТА-35-1) 875 (КТА-35-2)		938 (КА-32) 1028 (КА-32-1) 974 (КА-32-2)		668 (АКТ-30) 599 (АКТ-30-3)		671 (КА-15) 600 (КА-15-3)		730		

* Указана производительность по техническому кислороду только для установки АКТ-30-3 при комплектовании ее дополнительным оборудованием для получения технического кислорода: при этом количество газообразного кислорода уменьшается до 16 000 м³/ч.

** Концентрация аргона обеспечивается только при совместной работе установки разделения воздуха и установки очистки сырого аргона типа Арт.

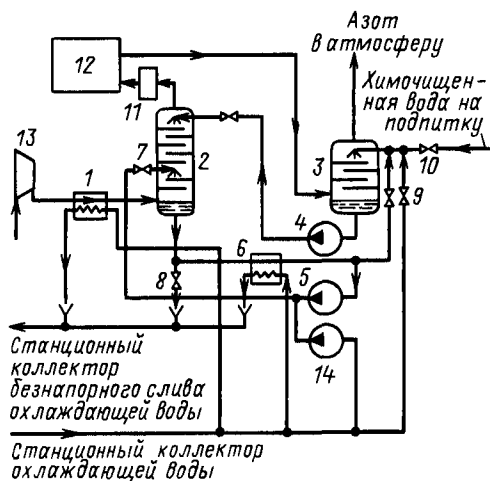


Рис. 5.34. Схема системы азотно-водяного охлаждения воздуха (АВО) для установок низкого давления:

1 — конечный холодильник компрессора; 2, 3 — воздушно-водяной и азотно-водяной скрубберы; 4, 5, 14 — водяные насосы; 6 — водо-водяной теплообменник; 7 — клапан на линии подачи воды в среднюю часть воздушного скруббера; 8 — клапан на линии слива теплой воды в станционный коллектор безнапорного слива охлаждающей воды; 9 — клапан на линии подачи в азотно-водяной скруббер воды из станционного коллектора охлаждающей воды; 10 — клапан на линии подачи химочищенной воды для подпитки; 11 — влагоотделитель; 12 — воздухоразделительная установка; 13 — воздушный компрессор

Часть установок низкого давления выпускается в двух вариантах исполнения — для размещения внутри и вне здания. Второй вариант используется обычно в южных районах; он дает экономию в затратах на здания, так как в них находятся только пульт управления и машины (компрессоры и детандеры), а блок разделения стоит на открытой площадке.

5.4.3. УСТАНОВКИ ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЧИСТКИ ВОДОРОДА И ГЕЛИЯ

Выделение водорода и гелия из содержащей их смеси газов облегчается тем обстоятельством, что как гелий, так и водород имеют нормальные температуры кипения существенно более низкие, чем другие компоненты смеси (азот, углеводороды, оксид и диоксид углерода). Поэтому извлечение как водорода, так и гелия независимо от вариантов схемы и содержания компонентов смеси происходит в три стадии:

1) предварительная очистка — удаление влаги и диоксида углерода. Эта стадия

очистки ведется либо адсорбцией, либо при большом содержании CO_2 поглощением его раствором моноэтаноламина;

2) очистка от азота, метана и других углеводородов, а также CO путем охлаждения и парциальной сепарации примесей. Ожиженные примеси отводятся, а водород или гелий поступают на последнюю стадию очистки;

3) тонкая очистка, которая осуществляется обычно путем адсорбции примесей на охлажденных адсорбентах (активированном угле или цеолитах).

Охлаждение аппаратов, осуществляющих очистку на второй и третьей стадиях, обычно производится жидким азотом, подаваемым извне.

Если смесь, из которой извлекают инертный газ (гелий или аргон), содержит водород, его удаляют, окисляя в конвертерах с катализатором до H_2O , после чего подвергают осушке. Установки для этих целей проектируются индивидуально в соответствии с условиями производства.

5.5. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СИСТЕМ И УСТАНОВОК

5.5.1. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСТАНОВКАХ И СИСТЕМАХ

Теплообменные аппараты — специально сконструированные устройства для передачи теплоты от одной среды к другой с целью нагревания, охлаждения, испарения, конденсации, сублимации, плавления, замораживания — широко используются в криогенных системах и установках, при проведении низкотемпературных экспериментов, в криобиологии, криомедицине и т. п. Аппарат называется *тепломассообменным*, если теплообмен в нем сопровождается массообменом.

Процессы, протекающие в тепломассообменном аппарате, как и в любом реальном аппарате, необратимы и сопровождаются потерей эксергии. В тепломассообменных аппаратах низкотемпературной техники наибольшую долю в общем балансе потерь эксергии составляют потери от конечной разности температур. Удельные затраты энергии на создание температурного напора резко увеличиваются при уменьшении уровня температур, поэтому в тепломассообменных аппаратах криогенной техники используют весьма малые температурные напоры (5—1 К на уровне

азотных и $1-0,1$ К на уровне гелиевых температур). При столь малых температурных напорах заметное влияние начинают оказывать вторичные эффекты, которые обычно несущественны в высокотемпературных теплообменных аппаратах: осевая (продольная) теплопроводность по конструкции аппарата, гидравлическая и тепловая неравномерности, теплопритоки из окружающей среды.

Другая характерная особенность тепло-массообменных аппаратов низкотемпературной техники состоит в широком диапазоне применяемых температур — от 300 до 2 К (от 70 до 600 К в теплообменниках адсорберов) и давлений (от 0,1 до 20 МПа), циклическом характере изменения температур и давлений (например, в регенераторах криогенных газовых машин и воздухоразделительных установок), возникновении «тепловых ударов» при захолаживании. Эти обстоятельства необходимо учитывать при выборе конструкционных материалов для тепло-массообменных аппаратов. При низких температурах и высоких давлениях теплофизические свойства теплоносителей могут резко изменяться; кроме того, в тепло-массообменных аппаратах криогенной

техники весьма часто реализуются двухфазные режимы течения. Особенности теплообмена и гидродинамики при низких температурах и двухфазных течениях отражены в [20, 36].

В низкотемпературных и особенно криогенных системах доля капитальных вложений на теплообменные аппараты может достигать 70, масса 80, а потери эксергии 60 %; поэтому теплообменные аппараты существенным, а иногда и решающим образом определяют эксергетическую эффективность всей криогенной системы, ее стоимостные, массогабаритные характеристики и надежность.

5.5.2. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОМАССООБМЕННЫХ АППАРАТОВ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ТЕХНИКИ

Классификация тепло-массообменных аппаратов, используемых в криогенной технике, представлена на рис. 5.35.

По способу организации передачи теплоты от одного теплоносителя к другому все тепло-массообменные аппараты разделяются на две

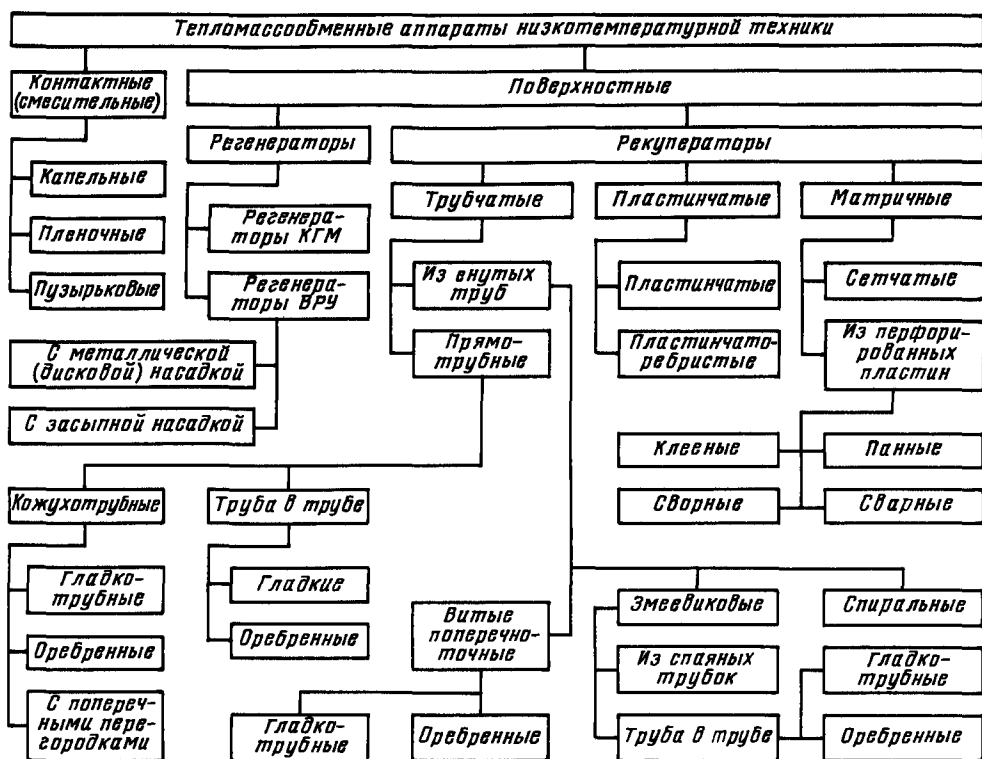


Рис. 5.35. Классификация тепло-массообменных аппаратов низкотемпературной техники

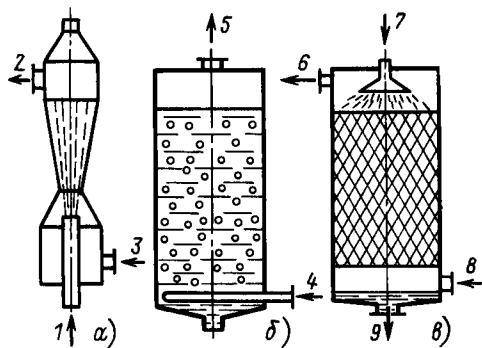


Рис. 5.36. Принципиальные схемы контактных аппаратов:

a — капельный газификатор жидкостей; *б* — барботер для охлаждения жидкостей; *в* — пленочный охладитель с насадкой (скруббер); 1 — вход жидкости в газификатор; 2 — выход газифицированной жидкости; 3 — вход греющего пара; 4 — вход охлаждающего газа; 5 — выход охлаждающего газа; 6 — выход охлаждаемого газа; 7 — вход охлаждающей жидкости; 8 — вход охлаждаемого газа; 9 — выход охлаждающей жидкости

основные группы: *контактные* (смесительные) и *поверхностные* (см. п. 4.2.1). Контактные аппараты криогенной техники отличаются малой металлоемкостью, отсутствием термического сопротивления разделяющей стенки, возможностью осуществления «мокрой» очистки и тепловлажностной обработки газов.

В криогенной технике контактные аппараты капельного типа используют, например, в качестве газификаторов аварийного слива криожидкостей (рис. 5.36, *a*), что приводит к существенному снижению их массы по сравнению с газификаторами-рекуператорами.

Барботаж применяется для охлаждения жидкого водорода гелием при длительном хранении (рис. 5.36, *б*) и на тарелках ректификационных колонн.

В воздухоразделительных установках для предварительного охлаждения воздуха используют пленочные контактные аппараты с орошаемой насадкой (скрубберы). Насадки в пленочных аппаратах служат только для увеличения межфазной поверхности, не несут механической нагрузки и поэтому обладают малой металлоемкостью при развитой удельной площади поверхности. Насадки могут быть как металлическими, так и неметаллическими: в виде перфорированных листов, сеток, колец россыпью и т. п.

К недостаткам контактных аппаратов относятся: невозможность работы при разных давлениях теплоносителей, при смешении и взаиморастворении теплоносителей; загрязнение одного теплоносителя другим.

Рекуперативные теплообменные аппараты (рекуператоры) пригодны для любых теплоносителей. Универсальность — одно из основных достоинств рекуперативных теплообменников, обуславливающее их широкое использование во всех низкотемпературных системах и установках. В таких аппаратах поверхность теплообмена должна обеспечить механическую прочность, герметичность, длительную коррозионную стойкость, что приводит к увеличению материалоемкости и стоимости теплообменных аппаратов.

В регенеративных теплообменных аппаратах — регенераторах — движение теплоносителей разделено во времени; процесс передачи теплоты осуществляется периодически; теплоаккумулирующая насадка регенераторов не разделяет теплоносители в пространстве и не несет механической нагрузки, возникающей в результате разности давлений теплоносителей. Она может быть более тонкой, а следовательно, более легкой и компактной, чем поверхность рекуператора. Основное достоинство регенераторов — меньшая материалоемкость, большая компактность и надежность; в регенераторах ВРУ, кроме того, одновременно с теплообменом осуществляется очистка воздуха от примесей воды и диоксида углерода.

5.5.3. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

Широкое использование тепломассообменных аппаратов в различных установках и большое разнообразие их типов ставят задачу их выбора в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аппарату, и к системе в целом. В зависимости от назначения системы эти требования связаны с надежностью, ресурсом, массогабаритными и энергетическими характеристиками, стоимостью, которые существенным образом зависят от выбора материалов для их изготовления, способов обработки, снижения трудоемкости изготовления и монтажа.

Основными материалами для изготовления тепломассообменных аппаратов низкотемпературной техники служат аустенитные нержавеющие стали, медные и алюминиевые сплавы. Применение титановых сплавов пока еще ограничено в связи с высокой стоимостью титана и в некоторых случаях — с опасностью загорания в кислороде. Наибольшее распространение получили нержавеющая сталь 12Х18Н10Т и алюминиевые сплавы АД1, АМцС, АМг5, АМг6 (свойства материалов см. в разд. 8 кн. 1 настоящей серии).

Недостатком аустенитных нержавеющих сталей является высокое содержание дефи-

цитного никеля. В настоящее время в качестве заменителя стали 12Х18Н10Т разработана сталь 10Х14Г14Н4Т [3], практически не уступающая ей по всем характеристикам, но с меньшим содержанием никеля. Для работы при гелиевых температурах в особо ответственных конструкциях разработана сталь повышенной прочности 03Х20Н16АГ6 [3]. Хотя стоимость этой стали несколько выше, ее использование дает значительный эффект вследствие снижения металлоемкости и уменьшения потерь на захлаживание.

Алюминиевые сплавы широко используются в криогенной технике благодаря сочетанию хороших технологических, эксплуатационных свойств и малой плотности. Основным недостаток алюминиевых сплавов — разупрочнение в сварных соединениях, особенно в крупных конструкциях. Поэтому алюминиевые сплавы применяются для изготовления аппаратов с толщиной стенки не более 20 мм. Подробные сведения о свойствах и использовании металлов в криогенной технике изложены в [32].

Компактность, определяемая как отношение поверхности теплообмена к объему, $S_T = F/V$ — основной показатель массогабаритных характеристик поверхности теплообмена.

Наибольшую компактность имеют насадочные теплообменные аппараты (регенераторы ГKM и контактные до $50\,000\text{ м}^2/\text{м}^3$), матричные (до $10\,000\text{ м}^2/\text{м}^3$) и пластинчато-ребристые. Наименьшей компактностью обладают трубчатые аппараты, особенно прямотрубные. Уменьшение компактности приводит к снижению обобщенного массогабаритного показателя (см. п. 5.1.3).

Для увеличения компактности используют оребренные (развитые) поверхности теплообмена (см. п. 4.2.3). Так как основная механическая нагрузка в теплообменных аппаратах приходится на поверхность, несущую оребрение, то сами ребра могут быть менее прочными, а следовательно, более легкими по сравнению с несущей поверхностью. Поэтому увеличение поверхности теплообмена путем оребрения приводит к снижению удельной материалоемкости аппарата. Ребра в теплообменных аппаратах стараются располагать так, чтобы их использование способствовало интенсификации теплообмена (например, вследствие турбулизации потока), хотя это не всегда удается.

Различные типы оребрения, используемые в низкотемпературной технике, показаны на рис. 5.44, 5.48, 5.50, а, 5.52.

Наиболее эффективны короткие высоко-теплопроводные ребра. При увеличении высо-

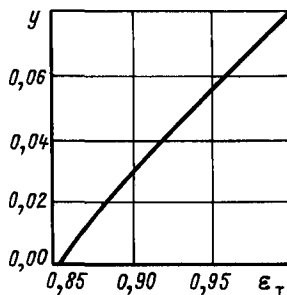


Рис. 5.37. Влияние температурной эффективности теплообменника на коэффициент охижения дроссельной системы

ты ребра увеличивается площадь его поверхности, но уменьшается эффективность, поэтому геометрические размеры ребер должны быть оптимизированы. Подробные сведения об использовании и расчете развитых поверхностей теплообмена приведены в [17].

Температурная эффективность теплообменного аппарата определяется отношением

$$\varepsilon_T = \frac{Q}{Q_{ид}} = \frac{W_r \delta T_r}{W_{мин}(T_{r1} - T_{x1})} = \frac{W_x \delta T_x}{W_{мин}(T_{r1} - T_{x1})},$$

где $Q = W_r \delta T_r = W_x \delta T_x$ — действительное количество теплоты, передаваемой в теплообменном аппарате; $Q_{ид}$ — максимальное количество теплоты, которое может быть передано в идеальном противоточном теплообменнике; W_r и W_x — тепловые («водяные») эквиваленты соответственно «горячего» и «холодного» потоков; δT_r и δT_x — изменения температур в процессе теплообмена «горячего» и «холодного» потоков; $W_{мин}$ — тепловой («водяной») эквивалент одного из потоков, имеющий меньшее значение; $(T_{r1} - T_{x1})$ — максимальный располагаемый температурный напор.

Температурная эффективность теплообменника решающим образом влияет на показатели криогенных систем. В качестве примера на рис. 5.37 приводится влияние эффективности основного теплообменника на коэффициент охижения азотного охижителя системы Линде — Хэмпсона [48]. При уменьшении ε_T выход жидкости y резко уменьшается и при $\varepsilon_T \approx 0,86$ становится равным нулю. Значение ε_T в аппаратах криогенной техники должно быть в пределах 0,9—0,99.

Число единиц переноса теплоты (ЧЕП) определяется соотношением

$$\text{ЧЕП} = \kappa F / W_{мин} = \delta T_{мин} / \Delta \bar{T},$$

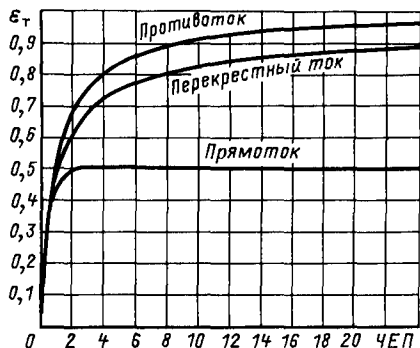


Рис. 5.38. Зависимость между температурной эффективностью и числом единиц переноса теплоты для противоточного, прямоточного и перекрестноточного теплообменников

где κ — коэффициент теплопередачи; $\delta T_{\min}$ — изменение температуры теплоносителя с минимальным тепловым эквивалентом; $\bar{\Delta T}$ — среднее значение температурного напора; F — площадь поверхности теплообмена. Для обозначения числа единиц переноса теплоты используются также символы NTU , N_{IU} , N .

Между числом единиц переноса теплоты и эффективностью теплообменника существует функциональная связь: $\varepsilon_t = f(\text{ЧЕП}, W_{\min}/W_{\max}, \text{схема движения})$. Для простых схем движения — чистых противотока и прямотока — эта связь может быть выражена аналитически; для сложных существуют графические зависимости для определения ε_t по известному значению ЧЕП [18]. При прочих равных условиях эффективность противоточного теплообменника больше, чем перекрестноточного и прямоточного. При равенстве тепловых эквивалентов эффективность прямоточного теплообменника не может быть больше 0,5. Поэтому в низкотемпературной технике в основном используются противоточные теплообменники, даже если это связано с дополнительными трудностями при коллектировании потоков. Сравнение температурной эффективности теплообменников с различными схемами движения показано на рис. 5.38.

Для увеличения эффективности и числа единиц переноса теплоты необходимо увеличивать параметр κF [13,22]. При увеличении значения κF уменьшается значение температурной недорекуперации (недогрева) $\Delta T_{\text{нед}}$, а следовательно, передача теплоты от одного теплоносителя к другому становится более полной. Температурная недорекуперация и эффективность теплообменника связаны соотношением $\Delta T_{\text{нед}} = (1 - \varepsilon_t)(T_{\Gamma 1} - T_{\chi 1})$.

Для обеспечения эффективной работы ни-

зкотемпературных систем приходится при температурах ниже 20 К проектировать теплообменники со значениями $\varepsilon_t \geq 0,99$, ЧЕП = $90 \div 100$, $\Delta T_{\text{нед}} = 0,05 \div 0,1$. Создание таких высокоэффективных теплообменников требует тщательной проработки конструкции и уменьшения всех составляющих потерь от необратимости [4,6].

Потери от температурного напора. При прочих равных условиях лучшим будет такой теплообменник, в котором максимально отношение $Q/\bar{\Delta T}$, где Q — тепловая мощность теплообменника; $\bar{\Delta T}$ — средний температурный

напор. При уменьшении $\bar{\Delta T}$ уменьшаются затраты энергии на создание температурного напора, однако при этом увеличиваются габариты и масса теплообменника, поэтому для каждого уровня температур необходимо выбирать оптимальное значение ΔT , анализируя экономические показатели всей системы. Например, на уровне азотных температур значения $\bar{\Delta T}$ могут быть в пределах от 5 до 1, а на уровне гелиевых температур — от 1 до 0,1 К.

Потери эксергии от конечной разности температур $e_{\Delta T} = Q \Delta \bar{t}_e$, где $\Delta \bar{t}_e$ — средняя разность эксергетических температур.

Потери от теплообмена с окружающей средой (см. п. 5.3.4) возникают в результате дополнительного нагрева «теплого» теплоносителя, имеющего температуру ниже температуры окружающей среды, и меньшего охлаждения «холодного» из-за теплопритоков через изоляцию. Потери эксергии в данном случае определяются по формуле $e_{\text{из}} = \sum Q_{\text{из}} \bar{t}_e$, где $\sum Q_{\text{из}}$ — суммарные теплопритоки через изоляцию; $\bar{t}_e$ — средняя эксергетическая температура [4,6].

На уровне водородных и гелиевых температур применяют высокоэффективную экранно-вакуумную изоляцию, используют также все меры для уменьшения теплопритоков по тепловым мостам [14].

Осевая теплопроводность. Теплота в теплообменных аппаратах передается не только в поперечном направлении (перпендикулярно поверхности теплообмена), но и по конструкции аппарата в осевом (продольном) направлении. Это приводит к увеличению температуры охлаждаемого и уменьшению температуры нагреваемого потока, а следовательно, к увеличению разности температур на концах теплообменника. Относительное значение осевой теплопроводности определяют по формуле

$$E_{\lambda} = \frac{Q_{\lambda}}{Q_{\alpha \text{ макс}}} = \frac{\lambda_{\text{эф}} f / L (T_{\Gamma 1} - T_{\chi 1})}{W_{\min} (T_{\Gamma 1} - T_{\chi 1})} = \frac{\lambda_{\text{эф}} f}{L W_{\min}}$$

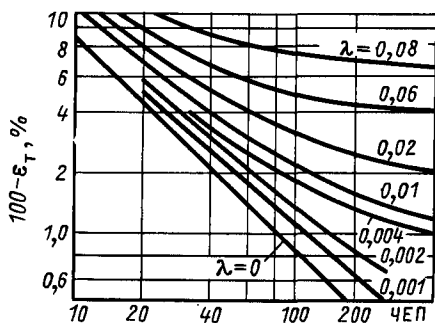


Рис. 5.39. Влияние осевой теплопроводности на температурную эффективность теплообменника

где Q_λ — количество теплоты, передаваемой теплопроводностью по конструкции аппарата; Q_a — количество теплоты, передаваемой через поверхность теплообмена в поперечном направлении; $\lambda_{эф}$ — эффективная теплопроводность конструкции аппарата; f — площадь среднего поперечного сечения стенки теплообменника; L — длина стенки теплообменного аппарата.

На рис. 5.39 показано влияние осевой теплопроводности на эффективность теплообменника. Видно, что наиболее сильно она проявляется при высоких значениях ϵ_T и ЧЕП, т. е. у теплообменников, работающих при малых температурных напорах. Снижения осевой теплопроводности добиваются подбором конструкционных материалов, уменьшением толщины стенок и увеличением длины теплообменников.

Гидравлическое совершенство теплообменного аппарата может быть выражено энергетическим коэффициентом: $E_{\Delta p} = Q/N_p$, где N_p — мощность на прокачку теплоносителя. Гидравлическое совершенство теплообменных

аппаратов и поверхностей теплообмена рассматривается в [15,16,46]. Используя гидравлически совершенные теплообменники, можно значительно улучшить энергетические показатели криогенных систем. Например, уменьшение гидравлического сопротивления в крупных воздухоразделительных установках всего лишь на 20 кПа в прямом и на 29 кПа в обратном потоках приводит к снижению удельных затрат энергии на 5 % [3].

Неравномерное распределение потока по каналам коллекторного теплообменника также приводит к уменьшению его эффективности.

Гидравлическая неравномерность η_r характеризуется отношением действительного расхода теплоносителя в данном канале к среднему его расходу при условии равномерной раздачи. Распределение статического давления и гидравлическая неравномерность в кожухотрубном теплообменнике показаны на рис. 5.40. Гидравлическая неравномерность приводит к уменьшению расхода теплоносителя в отдельных каналах и уменьшению передачи теплоты, которое может достигать 15 % общей тепловой мощности. Для улучшения распределения потоков в коллекторных теплообменниках используют:

- 1) увеличение геометрических размеров раздающих и сборных коллекторов;
- 2) искусственное увеличение сопротивления каналов по отношению к сопротивлению коллекторов (например, увеличение длины труб за счет уменьшения их числа);
- 3) профилирование коллекторов.

Большое количество показателей качества, часто противоречивых, делает задачу оптимизации теплообменного аппарата многофакторной и чрезвычайно сложной, требующей энергетического анализа рабочего процесса всей системы, включающей теплообменные аппараты. Энергетический анализ процессов охлаждения в различных криогенных системах приведен в [4,6].

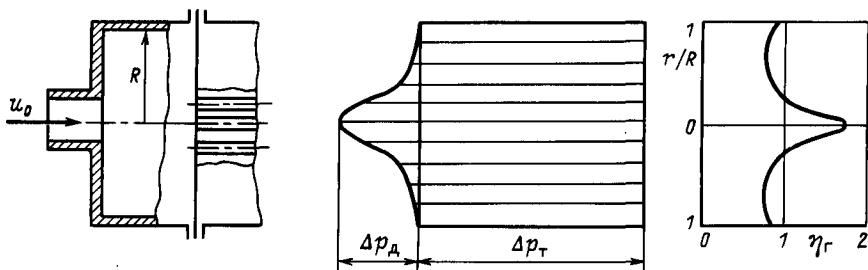


Рис. 5.40. Распределение давления и гидравлическая неравномерность потока в кожухотрубном теплообменнике

5.5.4. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТАХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ТЕХНИКИ

Теплопередача. В теплообменных аппаратах низкотемпературной техники, так же как в обычных, основной расчёта теплопередачи лужит уравнение теплопередачи (4.1).

Так как теплообменные аппараты криогенной техники используются при малых температурных напорах, для увеличения тепловой мощности аппарата необходимо увеличивать площадь поверхности теплообмена, используя оребрение для увеличения компактности, и интенсифицировать теплоотдачу для увеличения коэффициента теплопередачи.

Коэффициент теплопередачи при использовании двустороннего оребрения поверхности теплообмена

$$K_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \eta_{ор1}} + \frac{\delta_{ст} F_1}{\lambda_{ст} F_{ст}} + \frac{F_1}{\alpha_2 \eta_{ор2} F_2}};$$

$$K_2 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2 \eta_{ор2}} + \frac{\delta_{ст} F_2}{\lambda_{ст} F_{ст}} + \frac{F_2}{\alpha_1 \eta_{ор1} F_1}},$$

где α_1 и α_2 — коэффициенты теплоотдачи; $\eta_{ор1}$ и $\eta_{ор2}$ — КПД оребренных поверхностей соответственно со сторон первого и второго теплоносителей; $\lambda_{ст}$, $\delta_{ст}$ — теплопроводность и толщина стенки, несущей оребрение; F_1 , F_2 , $F_{ст}$ — средняя площадь поверхности теплообмена со стороны первого, второго теплоносителей и стенки, несущей оребрение.

В теплообменных аппаратах криогенной техники используются, как правило, материалы с высоким значением теплопроводности, поэтому термическим сопротивлением стенки (слагаемое $\delta_{ст} F_1 / \lambda_{ст} F_{ст}$) в большинстве случаев можно пренебречь. Определение эффективности (КПД) развитых поверхностей сложной геометрии изложено в [17], а способы определения коэффициентов теплоотдачи при низких температурах — в [36]. Для расчёта теплообмена и гидравлического сопротивления в теплообменных аппаратах криогенной техники используют эмпирические зависимости, полученные в результате теплогидравлических испытаний. Результаты испытаний обобщаются в безразмерном виде и представляются соотношениями типа $Nu = A Re^a$; $st = B Re^b$; $j = C Re^{-c}$; $f = D Re^{-d}$; $Eu = M Re^{-m}$, где A , B , C , D , M и a , b , c , d , m — численные

коэффициенты и показатели степени, определяемые экспериментально для каждого типа теплообменного аппарата и определенного диапазона чисел Re и представляемые в виде таблиц [2, 10, 11]; $j = St \cdot Pr^{2/3}$ — фактор теплопередачи Колберна; f — фактор трения Фаннинга.

Фактор трения Фаннинга удобно использовать при расчётах теплообменных аппаратов со сложной геометрией поверхности (такие аппараты наиболее часто применяют в криогенной технике) для определения сопротивления

трения по соотношению $\Delta p = \xi \frac{\rho \omega^2 L}{2 d_s}$.

Учитывая, что $d_s = 4S/\Pi$, имеем

$$\Delta p = \xi \frac{\rho \omega^2 L \Pi}{2 4S} = \frac{\xi}{4} \frac{\rho \omega^2 F}{2 S} = f \frac{\rho \omega^2 F}{2 S}; \quad f = \frac{\xi}{4},$$

где ξ — коэффициент сопротивления трения; ρ , ω — плотность и скорость теплоносителя; L — длина канала; d_s — эквивалентный диаметр канала; S — площадь свободного сечения канала; Π — смоченный периметр канала; F — площадь поверхности теплообмена.

В теплообменных аппаратах со сложной геометрией оребрения из-за сложности траектории движения теплоносителя трудно определить длину L , тогда как значения F и S всегда известны, поэтому для расчёта таких аппаратов удобнее использовать коэффициент f , а не ξ .

Часто экспериментальные данные по теплоотдаче и гидравлическому сопротивлению представляют в виде графических зависимостей $j = \varphi(Re)$ и $f = \psi(Re)$ (см. рис. 5.45).

При использовании эмпирических соотношений для расчёта теплоотдачи и гидравлического сопротивления необходимо учитывать, что каждое эмпирическое соотношение справедливо только для определенного типа теплообменной поверхности, в определенном диапазоне чисел Re и при использовании того же характерного размера, который был выбран при обобщении результатов эксперимента (например, наружного диаметра трубы в пучке, эквивалентного диаметра и т. п.). При вычислении числа Re необходимо знать, по какому сечению рассчитывалась скорость при проведении эксперимента (если сечение по тракту теплоносителя переменное).

Способы интенсификации теплообмена в теплообменных аппаратах криогенной техники. Интенсификация конвективного теплообмена осуществляется созданием искусствен-

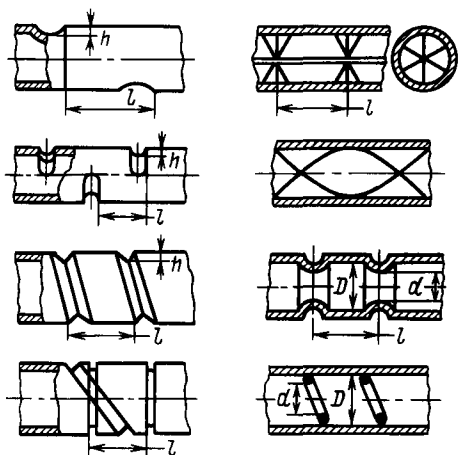


Рис. 5.41. Способы интенсификации теплообмена внутри труб

ной шероховатости нанесением на поверхность специального лака «криоген» с наполнителем [13] или созданием канавок и бугорков на поверхности труб (рис. 5.41); изменением характера обтекания (с продольного на поперечный за счет установки перегородок в прямотрубных теплообменниках); поворотом и закруткой потока (закрутка потока используется в области сверхкритических параметров состояния); разрывом пограничного слоя; искусственной турбулизацией потока.

Интенсификацию теплообмена при кипении в теплообменных аппаратах криогенной техники осуществляют в основном путем использования шероховатых (в пластинчато-ребристых аппаратах) и пористых (получаемых методом плазменного напыления) поверхностей в прямотрубных конденсаторах-испарителях; улучшения отвода пара; организации циркуляции кипящей жидкости.

Процесс конденсации интенсифицируют уменьшением термического сопротивления пленки конденсата, организуют процесс в коротких каналах с малыми поперечными сечениями; отводом из зоны конденсации неконденсируемых при данных условиях газов; улучшением условий отвода конденсата посредством сил поверхностного натяжения [38].

В контактных аппаратах интенсификацию процессов тепломассообмена осуществляют увеличением степени дисперсности контактирующих сред и относительной скорости их движения, а также обеспечением равномерного распределения скоростей. Интенсификация, как правило, сопровождается увеличением гидравлического сопротивления, поэтому необходима оптимизация вариантов.

Средний температурный напор в теплообменных аппаратах нельзя определять как среднелогарифмическое значение большего и меньшего температурных напоров, если теплоемкость в процессе теплообмена изменяется более чем на 10 %. В этом случае используют поинтервальные расчеты: всю поверхность теплообмена условно разбивают на n участков, количество которых должно быть достаточным, чтобы считать, что теплоемкость на каждом изменяется мало. Средний температурный напор на i -м участке с поверхностью ΔF_i определяют как $\Delta \bar{T}_i = Q_i / (\kappa_i \Delta F_i)$, а средний температурный напор всего теплообменника $\Delta \bar{T} = Q / (\kappa F)$. Полная площадь поверхности

$$\text{теплообмена } \Delta F = \sum_{i=1}^n \Delta F_i, \quad \text{где } \Delta F_i =$$

$= Q_i / (\kappa \Delta \bar{T}_i)$; $Q_i = Q/n$ при условии, что на каждом из участков разбиения передается одинаковое количество теплоты. Тогда при постоянном значении коэффициента теплопередачи

$$\Delta \bar{T} = \frac{Q}{\kappa \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{\kappa \Delta \bar{T}_i}} \quad \text{или} \quad \Delta \bar{T} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\Delta \bar{T}_i}}.$$

Учитывая малое изменение теплоемкости на каждом из участков разбиения, средний температурный напор $\Delta \bar{T}_i$ можно определить как среднелогарифмическое значение температурного напора.

Для этого на каждом из участков строят графики изменения температур потоков в зависимости от количества переданной теплоты (Q, T -диаграмму, рис. 5.42) или рассчитыва-

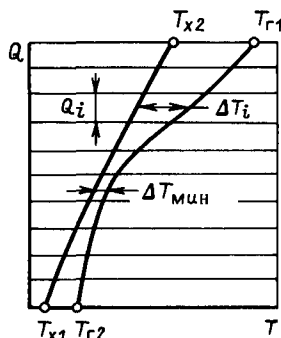


Рис. 5.42. Q, T -диаграмма к расчету среднего температурного напора при переменной теплоемкости

ют средний температурный напор на ЭВМ по специальной программе. Подробное определение среднего температурного напора при переменной теплоемкости изложено в [10, 42].

5.5.5. РЕКУПЕРАТИВНЫЕ ТЕПЛОБМЕННЫЕ АППАРАТЫ КРИОГЕННЫХ УСТАНОВОК

Теплообменники из спаянных трубок просты в изготовлении, надежны, обладают относительно высокой эффективностью, малым значением осевой теплопроводности и равномерностью распределения потоков (из-за большого отношения L/d). В таких теплообменниках легко осуществить теплообмен между несколькими потоками по противоточной схеме. Для каждого из потоков выбирают необходимое число труб и их размер. Чаще всего такие теплообменники выполняют в виде змеевика (рис. 5.43), внутри которого можно размещать другое необходимое оборудование. Трубки спаивают мягким припоем с высокой теплопроводностью, поэтому термическое сопротивление разделяющих потоки стенок, как правило, пренебрежимо мало. Коэффициент теплопередачи в таких теплообменниках рассчитывают по соотношению (4.4).

Для изготовления теплообменников используют никелевые, стальные и медные капилляры диаметром от 0,2 до 1 мм (в микротеплообменниках) и трубки диаметром от 2 до 5—10 мм. Толщину стенок трубок выбирают в зависимости от давления. Компактность теплообменников увеличивается при уменьшении диаметра трубок. Такие теплообменники используют при малых расходах (примерно до 0,05 м³/с) в микрокриогенных

установках, в лабораторных ожижителях водорода и гелия, для утилизации холода испаряющихся криоагентов.

Змеевниковые теплообменники типа «труба в трубе» используются в рефрижераторах и ожижителях при относительно небольших расходах теплоносителей. Так же как и теплообменники из спаянных трубок, они просты в изготовлении, надежны, отличаются малой осевой теплопроводностью. Для интенсификации процессов теплообмена и увеличения компактности используют трубки, оребренные проволокой и проволочными спиралями (рис. 5.44). Для включения в теплообмен поверхности наружной трубы к ней припаявают одну или несколько трубок, как показано на рис. 5.44, ж — и. Коэффициент теплопередачи рассчитывают по соотношению для поверхностей с двусторонним оребрением (см. п. 5.5.4). Теплообмен и гидравлическое сопротивление определяют по эмпирическим соотношениям для j и f . На рис. 5.45 показаны графические зависимости для определения j и f для некоторых типов змеевиковых теплообменников. Методы расчета эффективности оребрения в таких теплообменниках изложены в [22, 33].

Прямотрубные теплообменные аппараты.

Из прямотрубных теплообменников в криогенной технике чаще всего используют кожухотрубные в качестве подогревателей, охладителей, вымораживателей, конденсаторов и конденсаторов-испарителей в установках разделения газовых смесей, а также в газификаторах жидких криопродуктов. Кожухотрубные теплообменники просты в изготовлении, надежны, но отличаются относительно большой материалоемкостью, невысокой компактностью. Для повышения эффективности кожухотрубных теплообменников используют оребрение труб; в межтрубном пространстве устанавливают перегородки, изменяющие направление движения и скорость теплоносителей, а также применяют трубы с искусственной шероховатостью и с капиллярно-пористым покрытием. Для компенсации термических деформаций трубного пучка и кожуха используют линзовые компенсаторы на корпусе или одну из трубных решеток делают плавающей.

На рис. 5.46 показан опытно-промышленный прямотрубный теплообменник, используемый как испаритель жидкого кислорода. Большая производительность газификационных установок (65 кг/с и более) заставляет использовать для обогрева парогенерирующих каналов горячую воду или водяной пар. Однако при высокой плотности теплового потока теплообмен в двухфазной области происходит в условиях пленочного кипения и интенсивность теплоотдачи со стороны кипящей жидко-

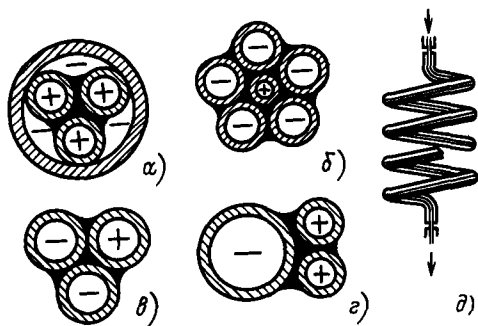


Рис. 5.43. Компоновка труб в теплообменниках из спаянных трубок:

а — в — поперечные сечения теплообменника при различной компоновке труб; д — общий вид теплообменника; «+» — поток высокого давления; «-» — поток низкого давления

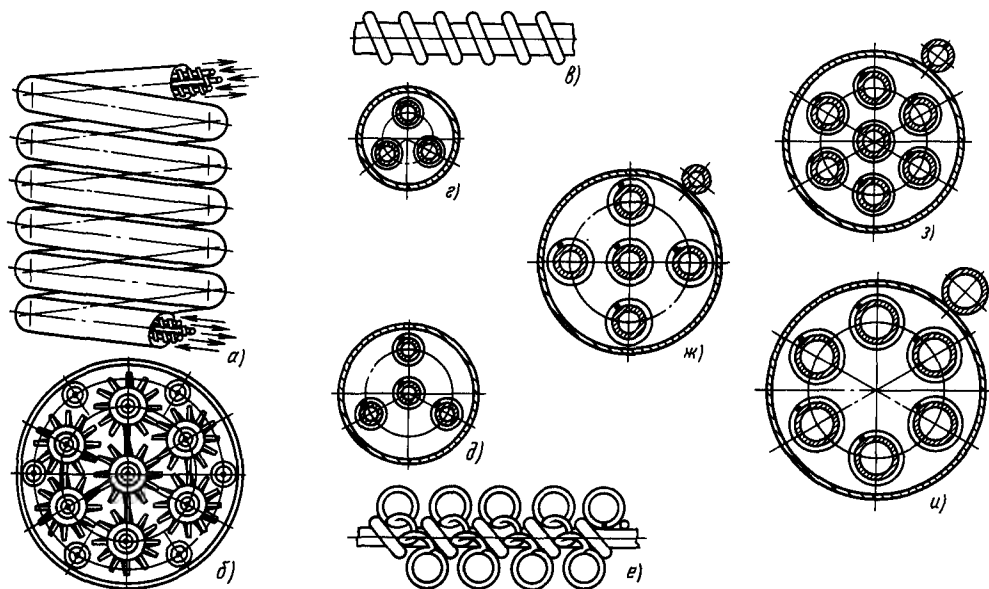


Рис. 5.44. Змеевиковые теплообменники типа «труба в трубе» с оребренными трубами: а — змеевик; б — поперечное сечение змеевика; в — внутренняя трубка с проволоочным оребрением; г, д, ж, з, и — способы компоновки труб; е — внутренняя трубка с проволоочным и спиральным оребрением

сти в 10—20 раз меньше, чем со стороны горячей воды или пара. Поэтому необходима интенсификация теплоотдачи со стороны кипящей жидкости, например путем использования труб с турбулизаторами в виде проволоочной спирали или с внутренним оребрением просечной гофрированной насадкой [33]; в первом случае интенсивность теплоотдачи увеличивается на 70—80 %, а во втором — в 2,7—4,6 раза в зависимости от типа насадки. Компенсация температурных напряжений обеспечивается применением плавающей трубной решетки. В таком испарителе отсутствуют характерные для гладких парогенерирующих труб колебания расхода и давления. По сравнению с гладкотрубным испарителем материалоемкость уменьшена в 8—10 раз, а трудоемкость изготовления — в 5—6 раз. Особенности и методика расчета теплообмена при испарении в вертикальных каналах изложены в [20].

На рис. 5.47 показан прямотрубный теплообменник с гладкими трубками, используемый в качестве конденсатора-испарителя воздухоподогревателей установок (ВРУ). Типовые конструкции полностью выполнены из алюминиевых сплавов. Разработаны также эффективные трубчатые конденсаторы-испарители с капиллярно-пористым покрытием поверхности алюминиевых трубок со стороны кипения [3]. Применение пористого покрытия

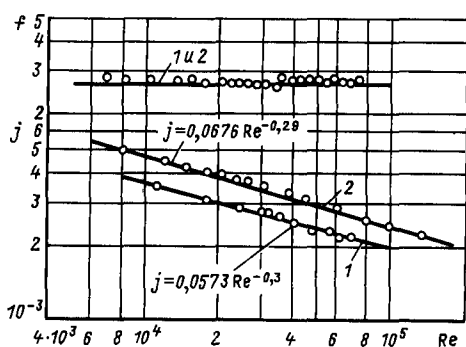


Рис. 5.45. Теплообмен и гидравлическое сопротивление в змеевиковых теплообменниках с оребрением: 1 — с внешней трубкой; 2 — без внешней трубки

приводит к увеличению интенсивности кипения в 4—6 раз по сравнению с теплообменниками с гладкой поверхностью трубок. Капиллярно-пористое покрытие выполнено способом газотермического напыления, что обеспечивает высокую механическую прочность напыленного слоя, стойкость к вибрациям и термическим напряжениям, высокую производительность напыления, простоту и низкую стоимость. Сравнительные характеристики конденсаторов-испарителей приведены в табл. 5.49.

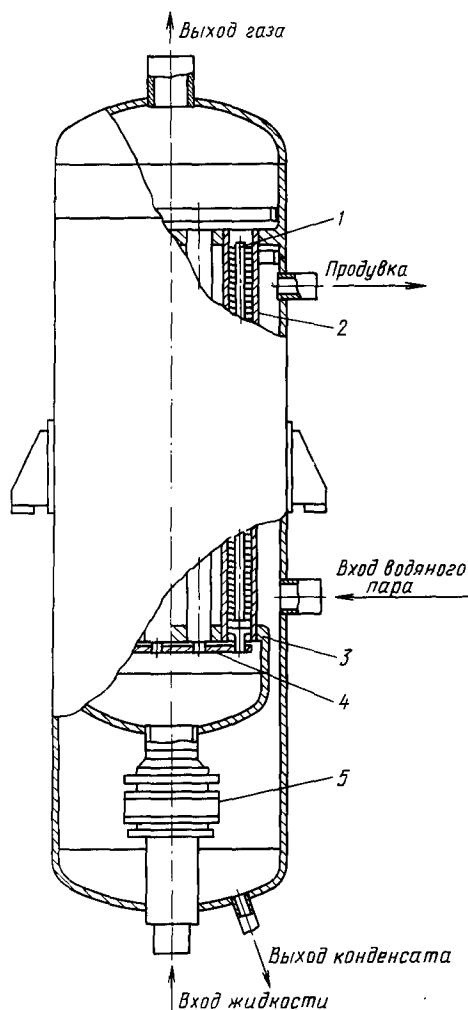


Рис. 5.46. Прямотрубный испаритель криожидкости с внутренним оребрением:
1 — внутреннее оребрение; 2 — парогенерирующая труба; 3 — плавающая трубная решетка; 4 — защитная трубная решетка; 5 — сифонный компенсатор

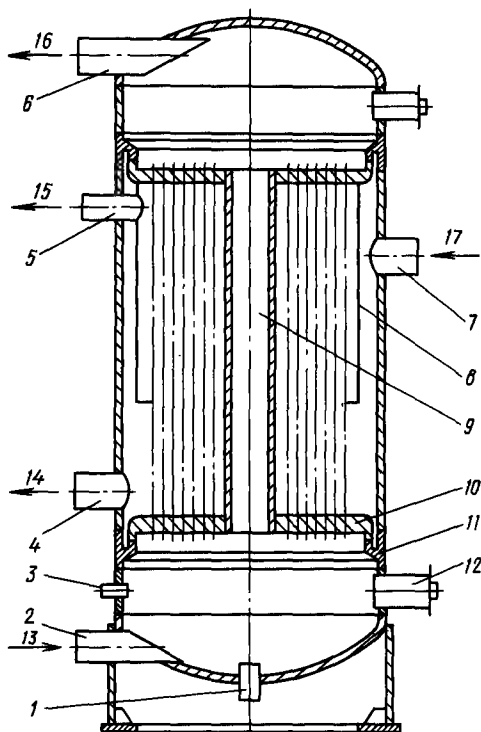


Рис. 5.47. Прямотрубный конденсатор-испаритель:

1 — слив жидкости; 2 — вход жидкости; 3 — к показателю уровня; 4 — выход конденсатора; 5 — выход газа; 6 — выход пара; 7 — вход пара; 8 — внутренняя обечайка; 9 — циркуляционная труба; 11 — профильный элемент для стыковки трубной решетки и корпуса; 12 — смотровой люк; 13 — вход жидкости на кипение; 14 — выход конденсата; 15 — выход газа из полости конденсации; 16 — выход паров из полости кипения; 17 — вход пара на конденсацию

Таблица 5.49. Сравнительные характеристики конденсаторов-испарителей [3]

Типы конденсаторов-испарителей	Средняя плотность теплового потока со стороны кипения, Вт/м ²	Площадь поверхности теплообмена со стороны кипения, м ²	Масса группы аппаратов, кг	Трудоемкость изготовления, нормо-часы, %
Длиннотрубные вертикальные	1815	4168	39 200	100
Пластиначато-ребристые горизонтальные	1810	4170	13 500	60
Трубчатые с капиллярно-пористым покрытием	5070	1490	21 000	45

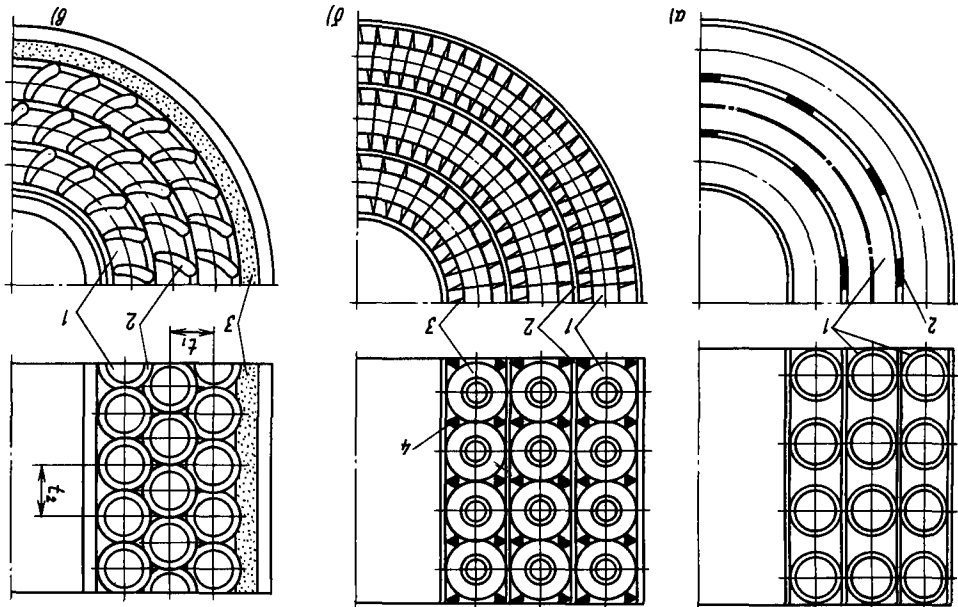


Рис. 5.48. Типы навиток витых теплообменников:

а — разрезная (гладкие трубы); 1 — труба; 2 — проставка; б — плотная (труба, обремененная плоской лентой, конструкция Колинза); 1 — труба; 2 — промежуточная обечайка; 3 — ребро; 4 — уплотняющая лента; в — плотная с проволочным обременением (трубка); 1 — труба; 2 — проволочное ребро; 3 — уплотнение; 4 — поперечный шаг; 5 — продольный шаг

Методика расчета и размеры расчета конденсаторов-испарителей приведены в [10, 20].

Витые поперечные теплообменные аппараты наиболее широко используют в жилищных и рефрижераторных установках.

В криогенной технике преимущественно используют витые поперечные теплообменники с трубками, обремененными набором по-

ложительных качеств: высокой надежностью, возможностью использования при высоких

давлениях прямого потока (20 МПа и более), высокой эффективности при высоких

осевых теплопотоках, обдают значительными преимуществами перед другими типами теплообменников, особенно в гелиевых

рефрижераторных и окислительных установках. Поверхность теплообмена в них формиру-

ется путем плотной навивки труб, обремененных проволокой на плотный цилиндрический сердеч-

ник, без применения прокладок (рис. 5.48, в). Изменяя диаметр сердечника, число заходов

и слесов навивки, можно варьировать значение эквивалентного диаметра межтрубного про-

странства, а следовательно, и скорость потока, добиваясь необходимой интенсивности тепло-

обмена. При использовании сердечников боль-

шого диаметра в них располагают вспомога-

обменников приведен в [10].

Плассинчатые-ребристые теплообменные аппараты обладают высокими компактностью и эффективностью, достигаемыми применением

ем мелкорифленной насадки, выполняющей роль обременения и интенсификатора теплообме-

на. Во многих установках разделение воздуха, извлечения гелия из природного газа, очистки

и ожигения больших количеств водорода используют плассинчатые-ребристые аппараты

в качестве регенераторов (реверсивных тепло-

обменников с переключающимися потоками), конденсаторов, испарителей (потоками),

подогревателей и охладителей. Такие тепло-

обменники обычно изготавливаются из алюминия, свинца, меди, никеля, титана, нержавеющей

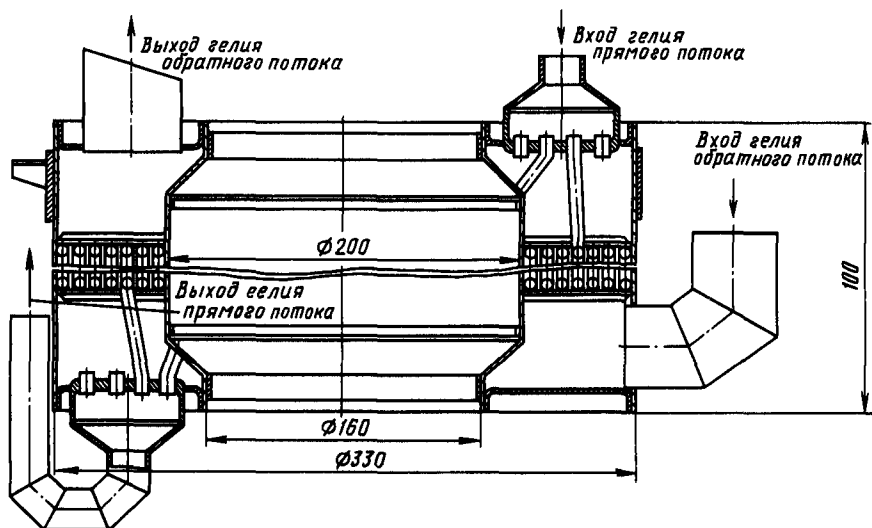


Рис. 5.49. Витой поперечноточный теплообменник

Таблица 5.50. Сравнение витых поперечноточных теплообменников различных конструкций при сопоставимых условиях

Тип конструкции	Диаметр трубы, мм	Высота ребра, мм	Шаг оребрения, мм	Число труб	Число слоев	Наружный диаметр намотки, мм	Высота намотки, мм	Масса намотки, кг	Потери давления, Па	
									в трубах	в межтрубном пространстве
Гладкотрубный, намотка разреженная (рис. 5.48, а)	3×0,3	—	—	260	30	338	510	70	4760	45 700
Ребро образовано из стенки трубы, $\delta = 0,27$ мм	5,8×0,4	2,8	1,75	40	8	287	1420	131	3460	42 000
Ребро из проволоки круглого сечения, $d = 0,50$ мм (рис. 5.48, в)	3×0,3	0,5	2,0	241	36	362	300	47,5	4300	46 500
Ребро из ленты прямоугольного сечения, $\delta = 0,10$ мм (рис. 5.48, б)	3×0,3	1,5	0,84	190	12	277	1000	45	3770	44 800

поточными. Поверхность теплообмена набирается из модулей (рис. 5.50, а), которые собирают в пакеты (рис. 5.50, б) и сплавляют в специальных печах. Размеры пакетов достигают $600 \times 1000 \times 1000$ мм. Комбинируя последовательное и параллельное их соединение, получают аппарат с заданными площадью поверхности теплообмена и гидравлическим сопротивлением (рис. 5.51).

Типы оребряющих поверхностей пластинчато-ребристых теплообменников показаны на рис. 5.52. Наибольшей эффективностью отличается угловая перфорированная насадка (рис. 5.52, э). Гладкие насадки менее эффективны по теплопередаче, но имеют меньшее гидравлическое сопротивление. Следует учитывать, что высокую температурную эффективность пластинчато-ребристых теплообмен-

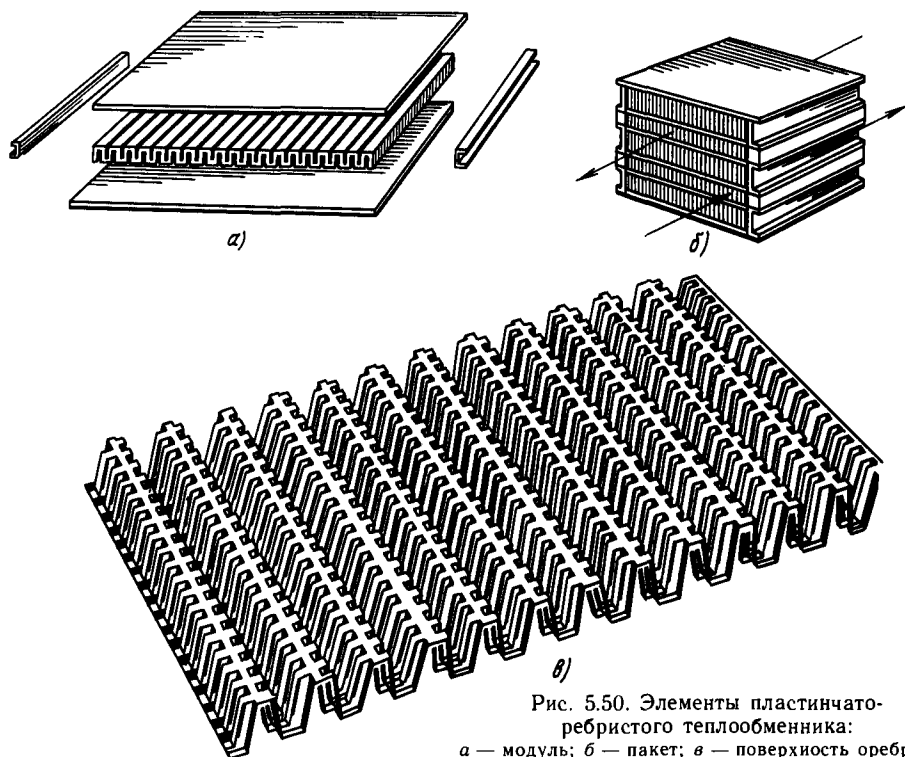
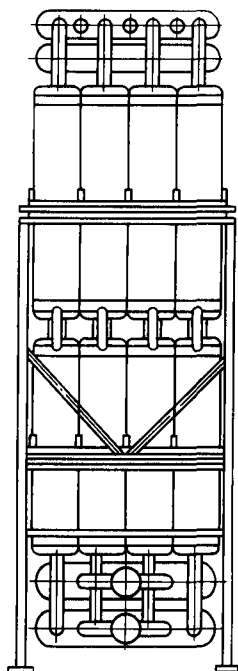


Рис. 5.50. Элементы пластинчато-ребристого теплообменника:
а — модуль; б — пакет; в — поверхность оребрения



ников можно получить лишь при равномерном распределении потоков. Для многопоточных теплообменников неравномерность в 5 % в распределении потоков по пакетам увеличивает недорекуперацию в 1,5 раза. На рис. 5.53 показаны конструкция реверсивного четырехпоточного теплообменника и схема распределения потоков в нем, на рис. 5.54 и 5.55 — конструкции вертикального и горизонтального пластинчато-ребристых конденсаторов-испарителей.

Недостатки пластинчато-ребристых теплообменников из алюминиевых сплавов — высокая осевая теплопроводность и низкая коррозионная стойкость в условиях воздушного бассейна, загрязненного вредными примесями (например, оксидами серы в районах металлургического производства). С точки зрения повышения надежности и уменьшения осевых теплопритоков весьма перспективны пластинчато-ребристые теплообменники, изготовленные из нержавеющей стали, или комбинированные. Методика и примеры расчета пластин-

←
Рис. 5.51. Общий вид блока пластинчато-ребристых теплообменников

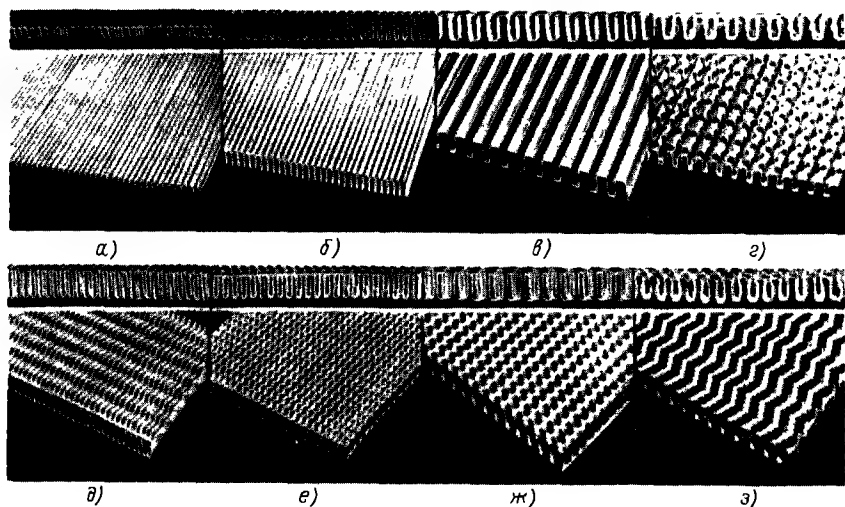


Рис. 5.52. Поверхности обрешетки пластинчато-ребристых теплообменников:

а — в — прямые гладкие ребра; г — ж — перфорированные (просечные) ребра; з — угловая перфорированная (просечная) насадка

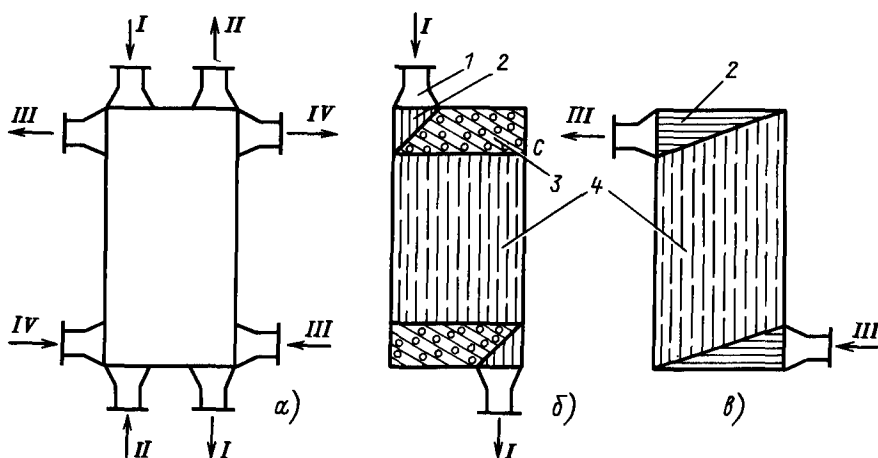


Рис. 5.53. Схема конструкции четырехпоточного пластинчато-ребристого теплообменника:

а — принципиальная схема размещения коллекторов; б, в — сечение по потоку I; в — сечение по потоку III; 1 — коллектор; 2, 3 — сплошная и перфорированная насадки распределителя; 4 — поверхность теплообменника; I—IV — обозначения потоков теплоносителей

чато-ребристых теплообменников даны в [10, 11, 33].

Матричные теплообменники благодаря высокой компактности теплопередающей поверхности обладают минимальными объемно-массовыми характеристиками по сравнению с подобными характеристиками всех других типов рекуператоров, но пока еще уступают им в надежности, особенно при работе в режи-

ме термоциклирования. Совершенствование технологии изготовления делает перспективным использование их в криогенной технике [3]. Основным теплопередающим элементом в них служит матрица из тканой металлической сетки или из перфорированной пластины. Поверхность теплообмена в матричных теплообменниках представляет собой многослойный пакет из чередующихся слоев матриц и про-

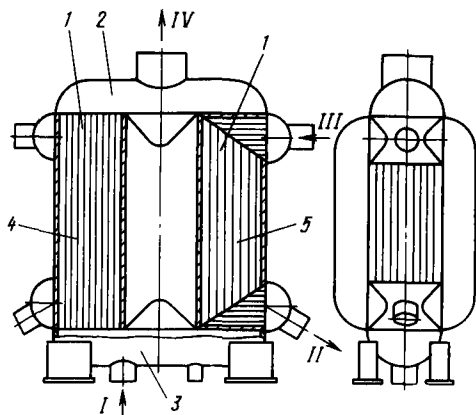


Рис. 5.54. Вертикальный пластинчато-ребристый конденсатор-испаритель:

1 — пакет поверхности теплообмена; 2 — верхняя крышка; 3 — нижняя крышка; 4 — полость кипения; 5 — полость конденсации; I, II — вход жидкости в полость кипения и выход из нее; III, IV — вход газа в полость конденсации и выход из нее

ставок, отверстия в которых образуют каналы для прямого и обратного потоков. Назначение проставок — изолирование матриц и их дистанционирование для уменьшения осевой теплопроводности и образования каналов заданной геометрии. Матрицы изготовляют из материалов с высокой теплопроводностью; теплопроводность материала проставок должна быть по возможности минимальной. Пере-

дача теплоты в матричных теплообменниках осуществляется от одного потока к другому в поперечном направлении по материалу матрицы. Каждая матрица в таком теплообменнике образует своеобразное ребро, тепловое сопротивление которого при прочих равных условиях определяется шириной канала (длиной ребра). Для уменьшения ширины каналов, а следовательно, длины ребер прямой и обратный потоки в матричных теплообменниках разделяют на несколько каналов, хотя в этом случае и возникают дополнительные трудности при коллектировании потоков. Принципиальная схема матричного теплообменника и конструкции теплообменников различных типов показаны на рис. 5.56–5.58.

Для изготовления сетчатых теплообменников применяют стандартные латунные или медные сетки с диаметром проволоки 0,08–0,25 мм. Проставки изготовляют из бумаги, пропитанной креозольной смолой; стеклоткани и стеклошпона, пропитанных клеями и смолами; полимерных материалов, обеспечивающих адгезионное соединение проставок и матриц.

Матричные перфорированные теплообменники изготовляют из медных и алюминиевых матриц. В качестве проставок используют пластины из стеклотекстолита, алюминия и нержавеющей стали. Такие теплообменники могут быть сборными, клеными, паяными и сварными (методом диффузионной сварки). В настоящее время не создано единой методики расчета матричных теплообменников. Принципы расчета таких аппаратов изложены в [3, 10].

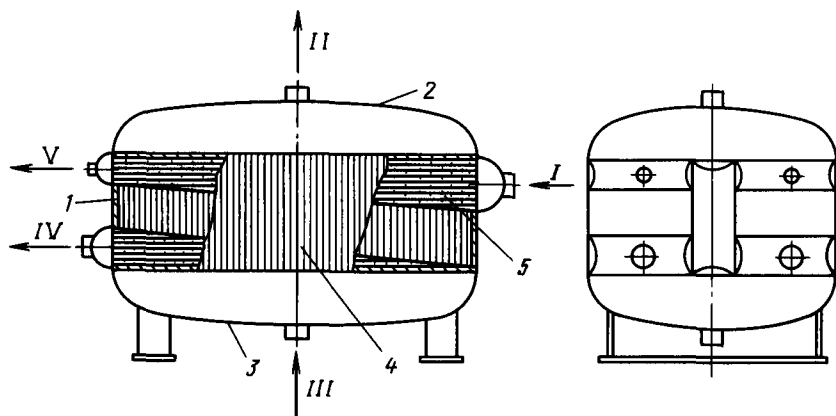


Рис. 5.55. Горизонтальный пластинчато-ребристый конденсатор-испаритель:

1 — пакет поверхности теплообмена; 2 — верхняя крышка; 3 — нижняя крышка; 4 — полость кипения; 5 — полость конденсации; I — вход газа в полость конденсации; II — выход газа из полости кипения; III — вход жидкости в полость кипения; IV — выход жидкости из полости конденсации; V — выход неконденсировавшегося газа

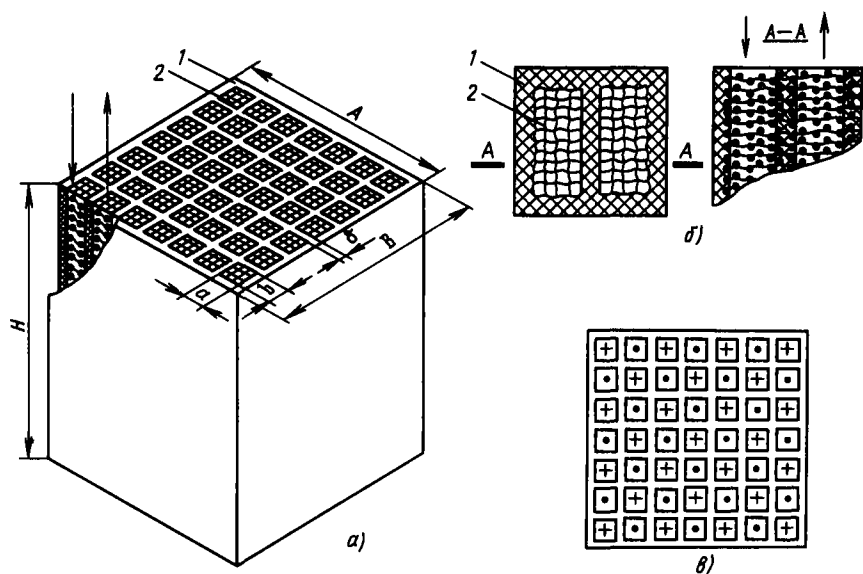


Рис. 5.56. Элементы матричного теплообменника:

a — пакет теплообменной поверхности; 1 — прокладка; 2 — матрица, выполненная из сетки; *b* — компоновка матриц и прокладок; *в* — размещение каналов прямого и обратного потоков; + — прямой поток; - — обратный поток

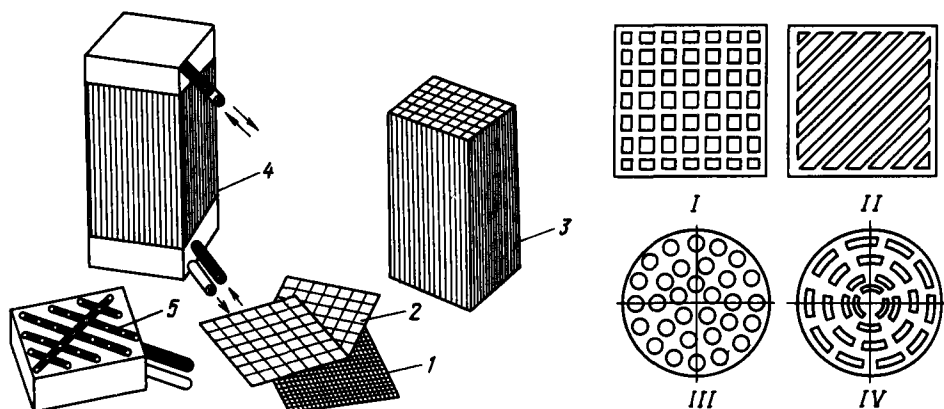


Рис. 5.57. Сетчатый матричный теплообменник:

1 — сетчатая матрица; 2 — прокладки; 3 — пакет теплообменной поверхности в сборе; 4 — теплообменник в сборе; 5 — коллектор теплообменника; I—II — типы прямоугольных и III—IV — круглых матриц

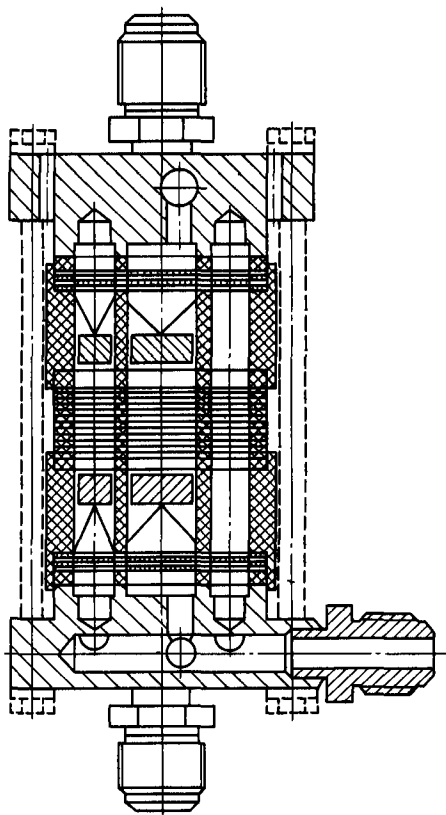


Рис. 5.58. Разборный матричный теплообменник

5.5.6. РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ КРИОГЕННЫХ УСТАНОВОК

Регенеративные теплообменные аппараты или регенераторы в криогенной технике используются в основном в воздухоразделительных установках (ВРУ) и в криогенных газовых машинах (КГМ). По объемно-массовым характеристикам они сопоставимы с матричными теплообменниками, но отличаются более высокой надежностью.

В регенераторах ВРУ процесс теплообмена сопровождается очисткой перерабатываемого воздуха от примесей паров воды и диоксида углерода. В зависимости от доли получения сухих и чистых продуктов из общего количества перерабатываемого воздуха применяют регенераторы с дисковой алюминиевой насадкой (рис. 5.59), с засыпной каменной

насадкой со встроенным змеевиком (рис. 5.60) либо комбинированные.

Регенератор с дисковой алюминиевой насадкой (рис. 5.59) состоит из корпуса, выполненного из стали 12Х18Н10Т, с эллиптическими днищами. Насадка изготавливается из гофрированной ленты высотой 50, толщиной 0,5 мм с углом наклона рифления 75° (сплав АД-1М). Ленты попарно сворачивают в диски, которые укладывают на нижнюю опорную решетку и сверху поджимают нажимными шпильками. Для уменьшения осевой теплопроводности и улучшения эффективности теплообмена в ленте делают сквозные прорезы длиной 89 ± 5 мм с расстоянием между прорезями 10 ± 1 мм. В нижней части устанавливают насадку с меньшим гидравлическим диаметром, а в верхней части регенератора — насадку с большим гидравлическим диаметром для уменьшения гидравлического сопротивления (так как теплый газ в верхней части регенератора имеет больший удельный объем).

Для получения части продуктов разделения в сухом и чистом виде (до 40 % общего расхода перерабатываемого воздуха) используют регенераторы с каменной засыпной насадкой и встроенными змеевиками. Конструкция такого регенератора показана на рис. 5.60. Использование регенераторов обеспечивает эффективную и надежную работу, особенно в условиях переработки воздуха, загрязненного углеводородами и другими примесями [3]. Методика и пример теплогидравлического расчета регенераторов ВРУ изложены в [10].

Регенераторы криогенных газовых машин (КГМ), как правило, располагают в рабочем объеме машины, поэтому к ним предъявляются очень жесткие требования по объемно-массовым характеристикам. Кроме того, специфика работы КГМ требует, чтобы значения температурной эффективности регенератора были $\varepsilon_T > 0,98$, а в некоторых случаях $\varepsilon_T > 0,99$. Эти требования определили особенности встроенных регенераторов: высокую компактность $s_T \geq 10^4 \text{ м}^2/\text{м}^3$, малые поперечные размеры, малый гидравлический диаметр каналов. На рис. 5.61 показаны конструкции встроенного и выносного регенераторов. Для насадок в регенераторах КГМ используют сетки или засыпку из сферических элементов.

Эффективность регенератора существенным образом зависит от теплоемкости насадки. Теплоемкость большинства материалов при температурах ниже 100 К резко уменьшается. До температуры 30 К удовлетворительными значениями теплоемкости обладают латунь и бронза, при более низких температу-

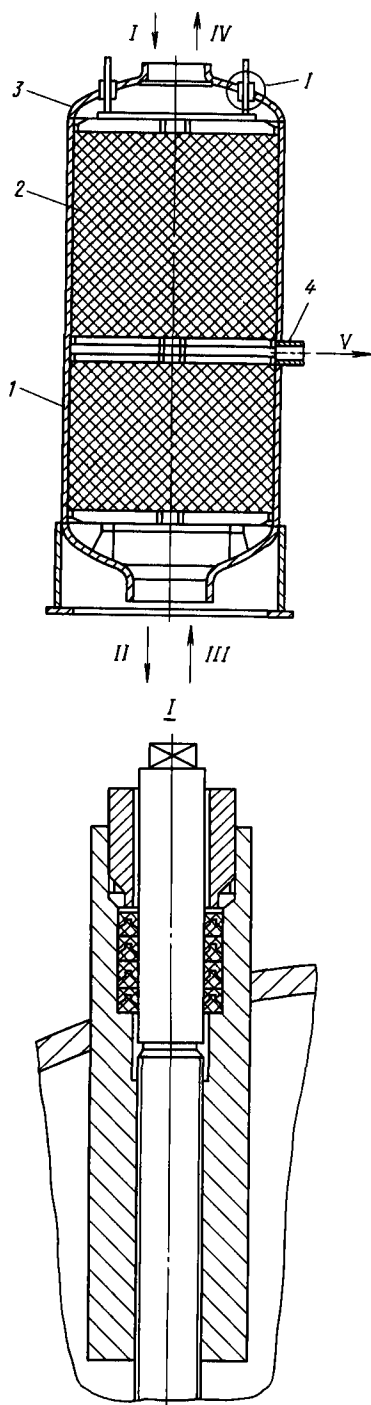


Рис. 5.59. Регенератор с дисковой алюминиевой насадкой:

1 — корпус; 2 — насадка; 3 — верхняя крышка; 4 — выход петлевого потока; I, II — вход и выход прямого потока; III, IV — вход и выход обратного потока; V — выход петлевого потока

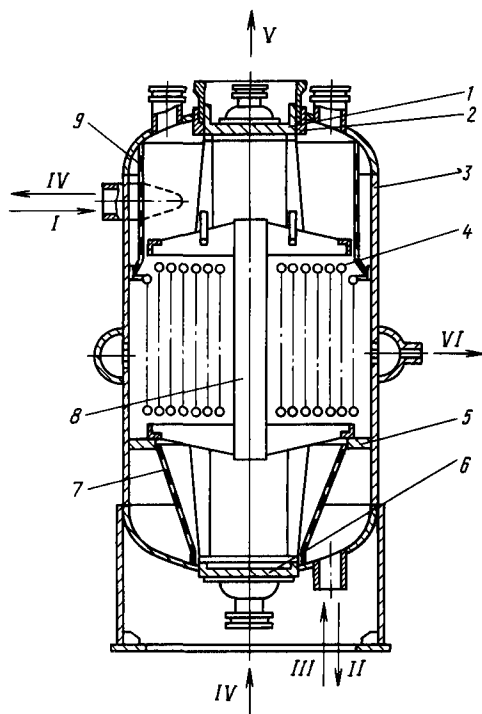


Рис. 5.60. Регенератор со встроенным змеевиком и насыпной насадкой:

1 — верхняя подвижная трубная решетка; 2 — сальниковое уплотнение; 3 — корпус; 4 — змеевик; 5 — опорное кольцо; 6 — нижняя неподвижная трубная решетка; 7, 9 — сетки; I, II — вход и выход воздуха; III, IV — вход и выход технологического продукта; IV, V — вход и выход кислорода; VI — выход петлевого воздуха

рах — свинец. При температурах ниже 14 К в качестве теплоемкой массы перспективно использовать гелий. Для этого либо применяют элементы, сорбирующие гелий, либо делают специальные объемы с гелием, изолированные от рабочего объема машины. Устройство и методика расчета таких регенераторов изложены в [9, 10].

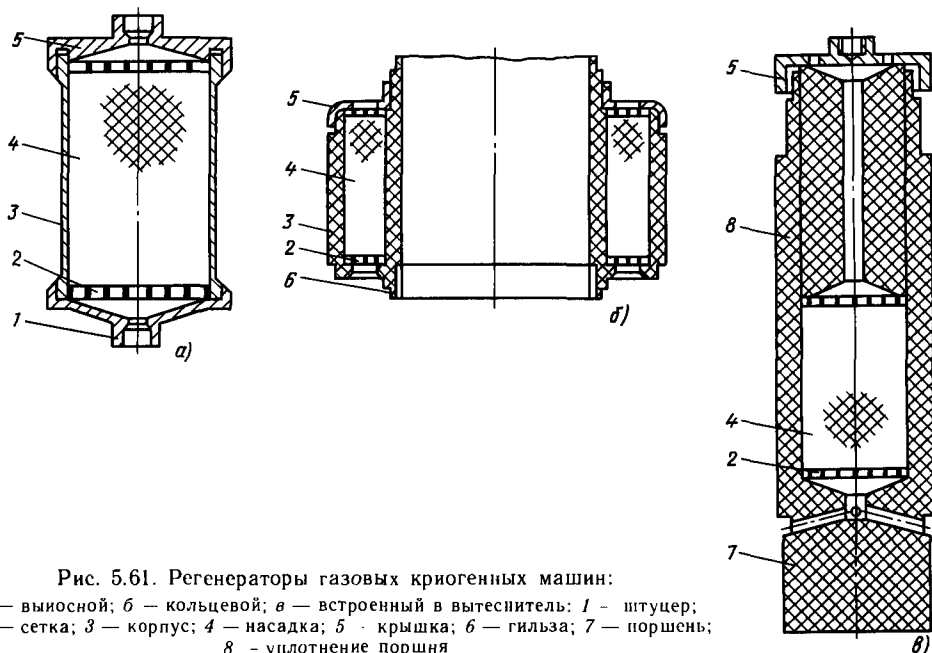


Рис. 5.61. Регенераторы газовых криогенных машин:

а — выносной; *б* — кольцевой; *в* — встроенный в вытеснитель: 1 — штуцер; 2 — сетка; 3 — корпус; 4 — насадка; 5 — крышка; 6 — гильза; 7 — поршень; 8 — уплотнение поршня

5.5.7. КОНДЕНСАТОРЫ И ИСПАРИТЕЛИ ХОЛОДИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

В холодильных установках применяют в основном рекуперативные теплообменные аппараты. Исключение составляют аппараты, используемые в установках кондиционирования воздуха, которые здесь не рассматриваются. Теплообменники оказывают большое влияние на энергетические характеристики холодильных установок. Однако с учетом более высокого уровня температур к теплообменникам холодильных установок предъявляются менее жесткие требования по теплогидравли-

ческому совершенству. По этому критерию теплообменные аппараты холодильной техники занимают промежуточное положение между аппаратами криогенной и высокотемпературной техники. Методика теплогидравлического расчета таких аппаратов принципиально не отличается от методики расчета теплообменников промышленных тепло- и массообменных установок, описанной в § 4.4.

Конденсаторы холодильных установок преимущественно выполняют как рекуперативные теплообменники с газовым (в основном воздушным) и жидкостным (в основном водяным) охлаждением. Конструкции аппаратов

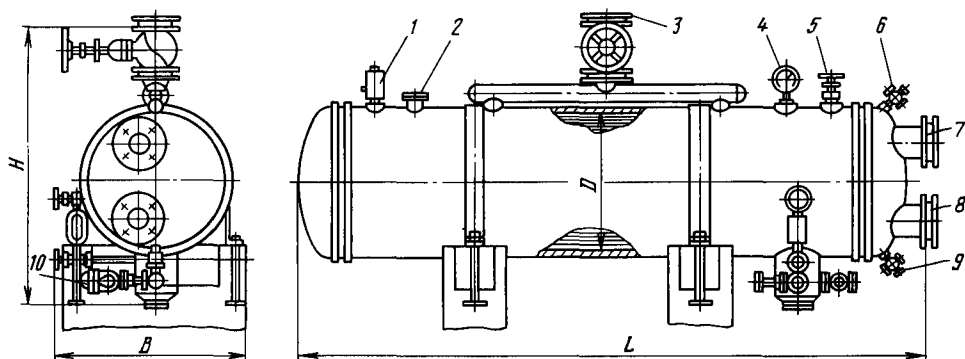


Рис. 5.62. Горизонтальный аммиачный кожухотрубный конденсатор:

1 — клапан предохранительный; 2 — уравнивающая линия; 3, 10 — вход и выход аммиака; 4 — манометр; 5, 6 — спуск воздуха; 7, 8 — выход и вход воды; 9 — слив воды

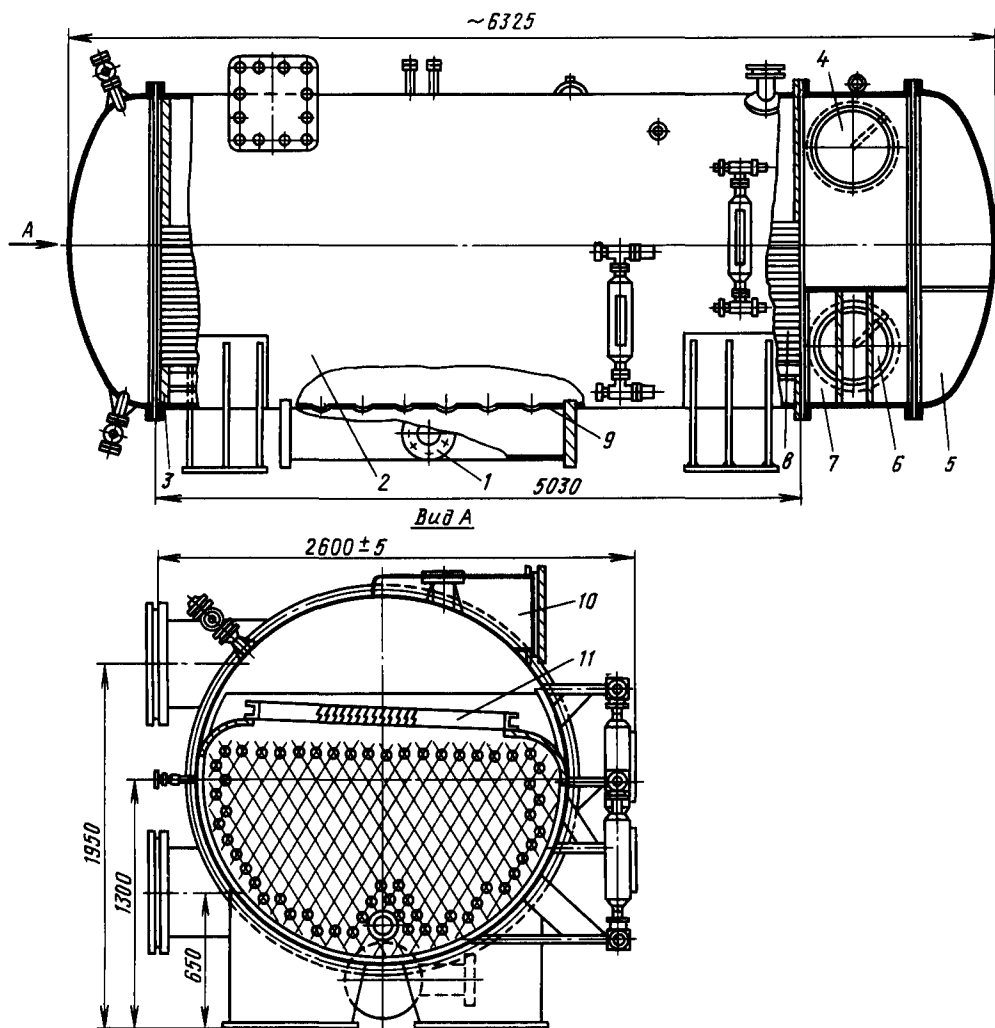


Рис. 5.63. Фреоновый кожухотрубный испаритель затопленного типа для турбокомпрессорного агрегата:

1 — жидкостный коллектор; 2 — обечайка; 3 — трубная решетка; 4, 6 — штуцеры для входа и выхода рассола; 5 — крышка; 7 — рассольная камера; 8 — трубы; 9 — распределитель парожидкостной смеси; 10 — выход пара; 11 — сепаратор

с воздушным охлаждением приведены в п. 4.1.13.

В холодильных установках средней и крупной производительности широкое распространение получили горизонтальные кожухотрубные конденсаторы (рис. 5.62, 5.63). В табл. 5.51 приведены технические характеристики аммиачных конденсаторов марки КТГ, выпускаемых заводом «Компрессор». Плотность теплового потока в таких конденса-

торах составляет $4-5 \text{ кВт/м}^2$, скорость охлаждающей воды $0,8-1,5 \text{ м/с}$.

Характеристики фреоновых конденсаторов приведены в табл. 5.52 и 5.53. Для фреоновых турбоагрегатов используют аппараты КТР-380 и КТР-500.

Конденсаторы судовых установок часто охлаждаются забортной водой, поэтому для коррозионной стойкости конденсаторы типа КСК выпускаются с толстостенными трубами

Таблица 5.51. Конденсаторы кожухотрубные горизонтальные аммиачные

Марка	Площадь поверхности, м ²	Габариты, мм				Число труб	Длина труб, мм	Число ходов	Масса, кг	
		Диаметр D	Длина L	Ширина B	Высота H				аппарата	рабочая
КТГ-10	9	408	1880	535	760	99	1500	10	555	740
КТГ-20	20	500	2930	810	910	144	2500	—	955	1365
КТГ-25	25	500	3430	810	910	144	3000	—	1140	1560
КТГ-32	32	500	4430	810	910	144	4000	8	1440	1940
КТГ-40	40	600	3520	910	1000	216	3000	8	1555	2160
КТГ-50	50	600	4520	910	1000	216	4000	8	1980	2360
КТГ-65	65	600	5520	910	1000	216	5000	8	2430	3265
КТГ-90	90	800	4640	1110	1230	386	4000	8	3300	4460
КТГ-110	110	800	5640	1110	1230	386	5000	8	4000	5700
КТГ-140	140	1000	4750	1330	1670	614	4000	8	5330	7530
КТГ-180	180	1000	5750	1330	1670	614	5000	8	6450	9160
КТГ-250	250	1200	5845	1520	1940	870	5000	8	9360	12 930
КТГ-300	300	1200	6845	1520	1940	870	6000	8	10 930	15 390
КТГ-500	556	1600	7190	2632	3230	797	6010	2; 4; 8	23 000	—
КТГ-630	710	1800	7222	3695	3426	1023	6010	2; 4	29 000	—
КТГ-800	957	1800	9305	3695	3430	1023	8010	2; 4; 8	37 000	—
КТГ-1250	1370	2200	9890	3500	4175	1472	8030	2; 4; 8	60 000	—

Примечание. Конденсаторы КТГ-10 — КТГ-300 используют для работы в составе аммиачных холодильных установок, КТГ-500 — КТГ-1250 — для работы в составе аммиачных и пропановых установок.

Таблица 5.52. Конденсаторы кожухотрубные горизонтальные фреоновые

Марка	Площадь действительной наружной поверхности, м ²	Максимальная производительность, кВт	Диаметр обечайки, мм	Число труб	Длина труб, мм	Число ходов
КТР-4	4,8	15,4	194	23	1,0	4; 2
КТР-6	6,8	21,5	219	29	1,5	4; 2
КТР-9	9,0	30,8	273; 377	46,53	1,0; 1,3	4; 2
КТР-12	12,8	43,3	377; 325	86	1,0; 1,2	4; 2
КТР-18	18,0	63,8	377; 325	86	1,8	4; 2
КТР-25	30,0	104,7	404	135	1,5	4
КТР-35	40,0	140	404	135	2,0	4
КТР-50	49,6	173	404	135	2,5	4
КТР-65	62,0	216	500	210	3,0	4; 2
КТР-85	92,5	322	500	210	3,0	4; 2
КТР-110	107	373	600	293	2,5	4
КТР-150	150	523	600	293	3,5	2
КТР-200	200	700	800	455	3,0	4; 2
КТР-260	260	1360	800	455	4,0	2
КТР-380	407	—	900	680	4,0	—
КТР-500	500	—	900	680	5,0	—

и обечайками. В качестве конденсаторов перспективно также использование пластинчатых цельносварных и сборных теплообменников; конструкции таких аппаратов описаны в п. 4.1.8.

Испарители холодильных установок. В холодильных установках средней и крупной

производительности в основном используются затопленные кожухотрубные теплообменники [39].

Конструкция кожухотрубного испарителя затопленного типа показана на рис. 5.64, а их технические характеристики даны в табл. 5.54 и 5.55.

Таблица 5.53. Конденсаторы кожухотрубные горизонтальные фреоновые для судовых холодильных установок (ОСТ 26-03-283-71)

Марка	Площадь поверхности теплообмена, м^2	Диаметр аппарата, мм	Габариты, мм			Число труб	Длина труб, мм	Число ходов	Вместимость, л	
			Длина L	Ширина B	Высота H				по воде	по фреону
МКТНР-10	10	325	1850	530	665	60	1500	4	12,5	88,5
МКТНР-16	16	325	1850	530	665	90	1500	4	25,5	79,5
МКТНР-25	25	377	2450	600	700	110	2000	4	33,0	142,0
МКТНР-40	40	426	2500	640	790	174	2000	2	63,0	185,0
МКТНР-50	50	426	3000	640	790	174	2500	2	72,0	232,5
МКТНР-63	63	426	3000	535	790	218	2500	2	83,5	212,5
МКТНР-80	80	530	2530	700	930	358	2000	2	123,5	265,0
МКТНР-100	100	530	3050	700	930	358	2500	2	142,5	335,0
МКТНР-125	125	530	3550	700	930	358	3000	2	180,0	410,6
МКТНР-160	160	600	3150	800	1020	530	2500	2	217,0	430,0
МКТНР-200	200	600	3650	800	1020	530	3000	2	244,0	520,0
МКТНР-250	250	700	3650	870	1155	730	3000	2	390,0	850,0
МКТНР-315	315	700	4150	870	1155	730	3500	2	455,0	990,0

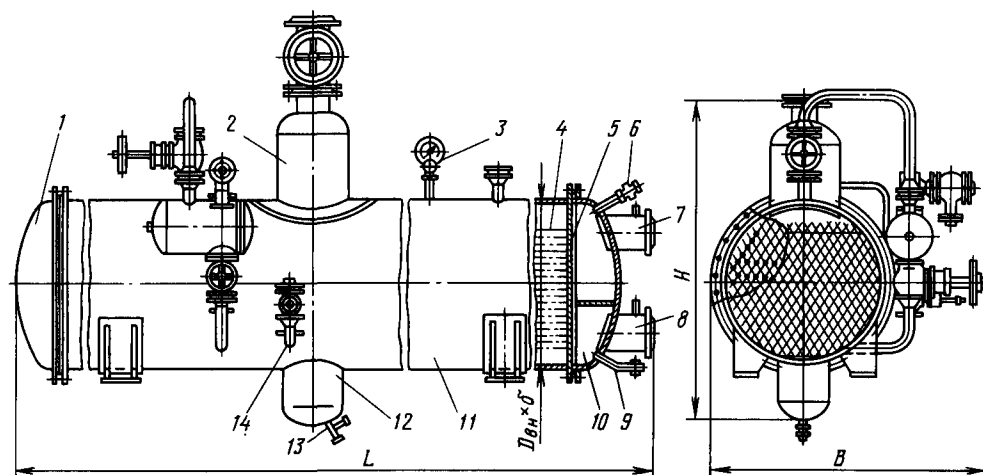


Рис. 5.64. Аммиачный кожухотрубный испаритель затопленного типа:

1, 10 — крышки; 2 — сухопарник; 3 — манометр; 4 — трубы; 5 — трубная решетка; 6 — клапан для спуска воздуха; 7, 8 — штуцеры для входа и выхода рассола; 9 — слив рассола; 11 — корпус; 12 — маслоотстойник; 13 — кран для спуска масла; 14 — патрубок для входа жидкого аммиака

Т а б л и ц а 5.54. Испарители кожухотрубные аммиачные

Марка	Площадь поверхности, м ²	Габариты, мм			Число труб	Длина труб, мм	Число ходов	Размеры кожуха, мм	Масса, кг	Завод-изготовитель
		Длина L	Ширина B	Высота H						
50ИТГ	51/40,6	3580	1075	1590	216	3000	8	600×8	1665	Снежинский завод химического машиностроения
63ИТГ	67,9/54,2	4580	1075	1590	216	4000	8	600×8	2013	
80ИТГ	85/68	5580	1075	1590	216	5000	8	600×8	2464	
125ИТГ	121/97	4670	1310	1950	386	4000	8	800×8	3606	
260ИТГ	152/121	5670	1310	1950	386	5000	8	800×8	4329	
200ИТГ	194/155	4800	1493	2270	616	4000	8	1000×10	5656	
250ИТГ	242/194	5800	1493	2270	616	5000	8	1000×10	6316	
ИНГ315	300/240	6820	1310	2270	636	6000	4	1000×8	7860	Коростеньский завод им. 50-летия Великой Октябрьской социалистической революции (г. Коростень)
ИНГ400	381,5/305	6890	1590	2490	810	6000	4	1200×10	10 180	
500ИТГ	594/500	7355	2715	2955	827	6010	2; 4; 8	1600×16	23 800	Снежинский завод химического машиностроения
630ИТГ	759/650	7340	2985	3200	1059	6010	2; 4; 8	1800×20	29 760	
800ИТГ	1010/850	9345	2985	3200	1059	8010	2; 4; 8; 10	1800×20	37 620	

Т а б л и ц а 5.55. Испарители кожухотрубные горизонтальные фреоновые затопленного типа

Марка	Площадь передающей поверхности, м ²	Диаметр кожуха, мм	Длина кожуха, мм	Число труб	Число горизонтальных рядов труб	Масса, кг
ИТР-12	12/3,7	325	1415	70	9	300
ИТР-18	18/5,3	325	1665	84	11	360
ИТР-35	35/10,6	426	1940	145	14	575
ИТР-50	50/15,5	525	1985	207	14	870
ИТР-70	70/21,0	530	2240	249	18	1250
ИТР-105	100/33,0	600	3700	237	16	1650
ИТР-210	209/68,0	800	3730	484	23	2988
ИТР-400	390/134,0	1200	3870	920	28	6068
ИТР-65	65/19,0	500	2435	210	16	1035
ИТРН-80	77/25,0	600	3100	218	13	1400
ИТР-35Н	35/13,0	500	3000	123	10	900

5.6. МАШИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСТАНОВОК

5.6.1. КОМПРЕССОРЫ

Компрессоры, используемые в низкотемпературных установках, делятся по принципу действия, так же как и компрессоры общего назначения (см. разд. 5. кн. 3 настоящей серии), на объемные (поршневые, ротационные, винтовые и мембранные) и кинетические (турбокомпрессоры — осевые и центробежные). Вместе с тем они характеризуются рядом особенностей.

Первая из них связана с необходимостью исключить как утечки рабочего тела, так и подсосы в компрессор — этим объясняется распространенность герметичных и бессальниковых компрессоров. Герметичные компрессоры вместе с двигателем заключены в герметичный кожух, через который проходят только всасывающий и нагнетательный трубопроводы и провода электродвигателя. В бессальниковом компрессоре двигатель встроен в картер машины.

Вторая особенность обусловлена более тесной связью параметров компрессора с работой самой низкотемпературной установки. Это проявляется в требованиях по регулированию расхода, давления всасывания и нагнетания, температуры.

Третья особенность, относящаяся в основном к компрессорам криогенных установок, определяется необходимостью исключить попадание смазки в сжимаемый газ.

В табл. 5.56 приведены основные данные поршневых холодильных компрессоров для пароконденсационных холодильных установок. Компрессорные агрегаты приведены в табл. 5.4.

Области преимущественного применения компрессоров разных типов в технике низких температур показаны на рис. 5.65.

В отличие от компрессоров криогенных установок (рефрижераторов, ожижителей) холодильные компрессоры самостоятельны, вне холодильной установки не применяются.

В ротационных компрессорах сжатие хладагента осуществляется вращающимся поршнем (рис. 5.66). Преимущества ротационных компрессоров:

1) меньшая масса по сравнению с поршневыми равной производительности;

2) отсутствие поступательно движущихся частей. Полная уравновешенность (не требуют фундаментов);

3) отсутствие всасывающих и нагнетательных клапанов.

Винтовые компрессоры имеют вращающиеся винтообразные роторы (рис. 5.67). Преимущества машин этого типа: широкий диапазон объемных производительностей; отсутствие клапанов; отсутствие трения деталей в полости сжатия; большая надежность; от-

Т а б л и ц а 5.56. Поршневые холодильные компрессоры

Типо-размер	Ко- ли- че- ство ци- лин- дров	Диаметр ци- лин- дра, мм	Ход порш- ня, мм	Ча- сто- та вра- ще- ния, 1/ мин	Объ- ем, опи- сан- ный порш- нями, м³/ч	Пот- реб- ляе- мая мощ- ность, кВт	Мас- са, кг	Це- на, руб.	Завод- изготовитель
Фреоновые									
2ФВБС4	2	67,5	50	960	20,6	2,2	130	480	ПО «Мелитополь- холодмаш»
2ФВБС6	2			1440	31	3	130	470	
2ФУБС9	4			960	41,2	4,1	220	630	
2ФУБС12	4			1440	62	6,1	220	680	
2ФУУБС18	8			960	82,4	8,8	340	950	
2ФУУБС25	8	101,6	1440	124	13	350	980	Читинский маши- ностроительный завод	
ФВ6	2			31	2,5	48	140		
ФУ12	4			62	5	90	360		
ФУУ25	8			124	10	190	—		
1ФУ40	4			195,5	17,5	280	940		
1ФУ80	8	81,88	70	391	35,4	425	1100	ПО «Мелитополь- холодмаш»	
22ФВ22	2			64	8,1	160	350		
22ФУ45	4			128	16,2	270	650		
22ФУУ90	8			256	32,5	420	1090		
12ФВС6	2			67,5	50	960	20,6		1,8
13ФУС12	4	82,4	2				90	380	
12ФУУС25	8		7				195	940	
22ФУУС25	8	20,6	11						
13ФУУС25	8		5,5				90	150	
22ФВС3	2		41,2	—	130	190			
13ФВС6	2					1,4		320	
12ФУС12	4					3,6		340	
22ФУС12	4					5,5	470		
1ПБ7	—	—	—	—	—	2,02	130	455	Черкесский завод холодильного ма- шиностроения
1ПБ10	—	—	—	1440	—	3,0			
4ПБ14	—	—	—	960	—	4,07	215	510	
4ПБ20	—	—	—	1440	—	6,0	220		
ПБ80	—	—	—	—	—	17	550	1930	
ПБ40	—	—	—	1475	—	9,5	405	—	

Продолжение табл. 5.56

Типо-размер	Ко-ли-че-ство ци-лин-дров	Ди-а-метр ци-лин-дра, мм	Ход порш-ня, мм	Ча-сто-та вра-ще-ния, 1/мин	Объ-ем, опи-сан-ный порш-нями, м ³ /ч	Пот-реб-ля-е-мая мощ-ность, кВт	Мас-са, кг	Це-на, руб.	Завод-изготовитель
<i>Аммиачные</i>									
AB22	2	81,88	70	1440	64	8	160	450	Черкесский завод холодильного машиностроения Московский завод холодильного оборудования «Компрессор»
AУ45	4				128	16	270	700	
AУУ90	8				256	32	450	1130	
AУУ400	8	150	—	960	1056	132	2500	—	
П110	4	115	82	1480	301	39	2365	—	
П220	8				602	79	2650	—	
BX240-7-1					—		2475	—	
BX240-7-3		Вин-товой	—	2970	—	132	2385	—	Ташкентский за-вод «Компрессор»
РБ-90		Вин-товой	—		—				
		Рота-цион-ный	—	—	—	27,2		1250	
A0600П	2	280	220	500	1585	190	5800	10 300	ПО «Пензкомпрес-сормаш»
A01200П	4				3170	375	10 800	20 000	
ДАОН-350П	—				—	—	13 300	22 000	
ДАОН-550П	—				—	—	13 300	22 000	
2УП	—	Угле-кис-лот-ный	—	750	—	75	2074	3300	Краснодарский компрессорный завод

Примечание. Обозначения в типоразмерах: одна цифра перед буквами — номер модификации; две цифры перед буквами — номер фреона; Ф — фреоновый; А — аммиачный; В — вертикальный (двухцилиндровый); У — четырехцилиндровый; УУ — восьмицилиндровый; Р — ротационный; Бс или Б — бес-сальниковый; О — опозитный. Цифры после букв — усредненная холодильная мощность в тыс. кДж/с (стандартная при $t_0 = -15^\circ\text{C}$ и $t_k = 30^\circ\text{C}$).

сутствие зон неустойчивой работы (помпажа). Большинство винтовых компрессоров выполняется с масляной смазкой рабочей полости (маслозаполненные), что при их использовании в криогенных установках требует применения системы маслоочистки. При вращении роторов сжатие идет в направлении от всасывающего к нагнетательному окну (всасывающее окно расположено внизу у торца винтов). Сжатие пара происходит после его захвата с торца винтов при взаимном внедрении зубьев и впадин ведущего и ведомого роторов.

Турбокомпрессоры имеют малые габариты и массу на единицу холодильной мощности, полную уравновешенность, равномерную подачу хладагента, они не загрязняются маслом.

Основные данные холодильных турбокомпрессоров приведены в табл. 5.57.

Турбокомпрессоры особенно эффективны там, где требуется перерабатывать большие объемы пара или газа.

Для сжатия водорода и гелия в рефрижераторах и ожижителях применяют специальные компрессоры. Специальные компрессоры используют также для сжатия производственных кислорода, азота и аргона. Особенность кислородных компрессоров состоит в том, что в их работе полностью исключается масляная смазка, а используемые конструкционные материалы не должны гореть в среде кислорода.

Данные по воздушным компрессорам приведены в табл. 5.10 разд. 5 кн. 3 настоящей серии.

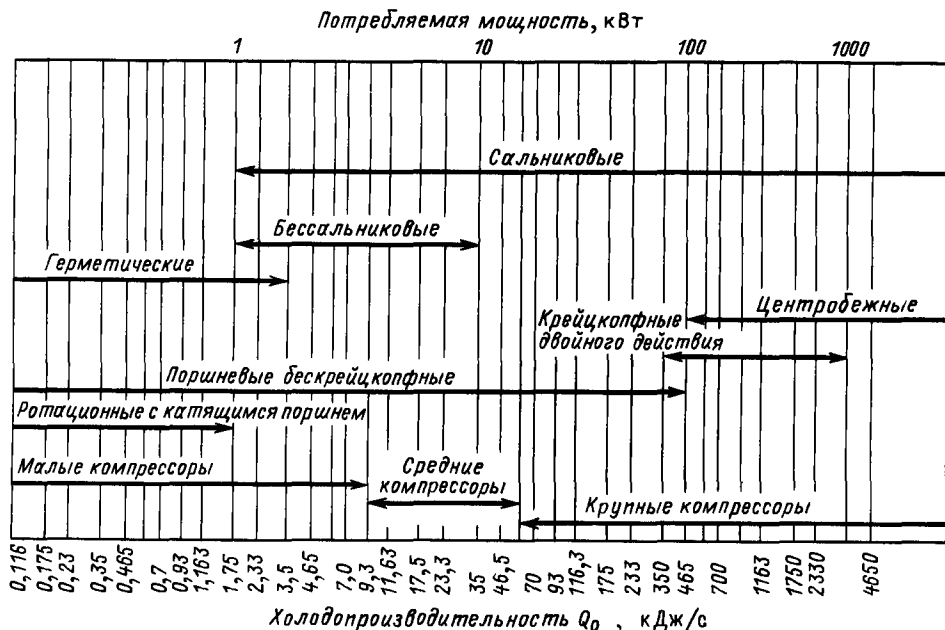


Рис. 5.65. Примерные области применения холодильных компрессоров разных типов (Q_0 — стандартная холодопроизводительность при $t_k = 30^\circ\text{C}$, $t_0 = -15^\circ\text{C}$)

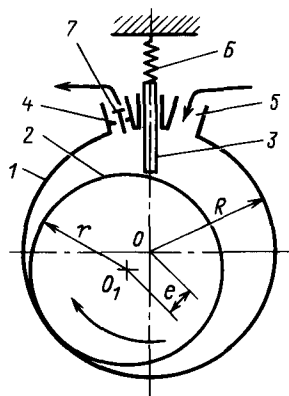


Рис. 5.66. Схема ротационного компрессора с катящимся поршнем:

1 — корпус; 2 — катящийся поршень (ротор); 3 — пластина; 4 — нагнетательный патрубок; 5 — всасывающий патрубок; 6 — пружина; 7 — нагнетательный клапан

Таблица 5.57. Холодильные турбокомпрессоры

Типо-размер	Подача, $\text{м}^3/\text{с}$	Частота вращения, $1/\text{мин}$	Потребляемая мощность, кВт	Масса, кг	Температура, $^\circ\text{C}$, компенсации испарения	Хладагент
ТКФ-125	0,72	15 000	440	2655	40/2	Фреон-12
ТКФ-235М	0,962	10 500	640	2500	40/—10	
ТКФ-248	2,04	7500	1175	2535	40/2	
ТКФ-348	2,38	7550	1100	750	35/—17	

Продолжение табл. 5.57

Типо- размер	Подача, м ³ /с	Частота вращения, 1/мин	Потреб- ляемая мощность, кВт	Масса, кг	Темпера- тура, °С, компенсации испарения	Хладагент
ТКА-545	1,77	15 000	1535	7630	45/—10	} Аммиак Пропан, пропилен
ТКА-735	1,44	15 000	1450	3930	38/—5	
ТКП-435	1,78	15 000	965	3970	40/—38	

Примечания: 1. Обозначения в типоразмерах: ТК — турбокомпрессор; последняя буква — хладагент; первая цифра — количество рабочих колес; две последующие цифры — диаметр колес.

2. Завод-изготовитель — Казанский компрессорный.

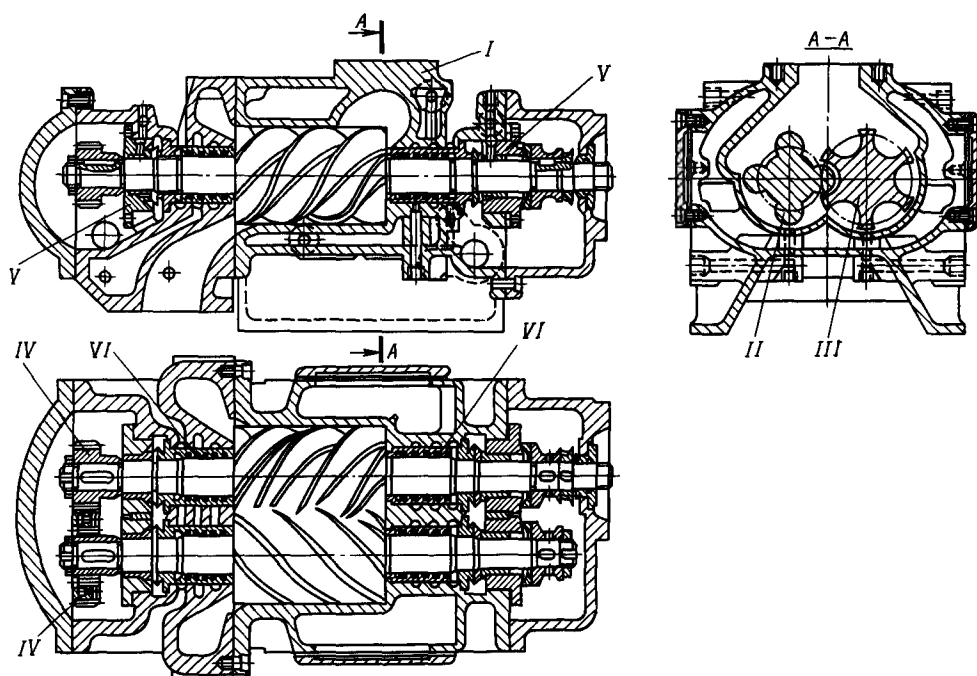


Рис. 5.67. Винтовой компрессор:

I — корпус; II — ведущий ротор; III — ведомый ротор; IV — шестерня; V — подшипники; VI — сальники

5.6.2. ДЕТАНДЕРЫ

Детандер — машина, предназначенная для охлаждения рабочего тела при его расширении с отдачей внешней работы. Детандеры, как и компрессоры, подразделяются на два класса: объемного и кинетического действия [30]. Во первых энергия сжатого газа преобразуется в работу, во вторых — сначала в кинетическую энергию и затем в работу; при этом в детандерах температура расширяемого рабочего тела резко понижается.

Наибольшее распространение из детандеров объемного действия находят поршневые детандеры, а из кинетического — турбодетандеры.

Области применения тех или иных детандеров разграничены ориентировочными пара-

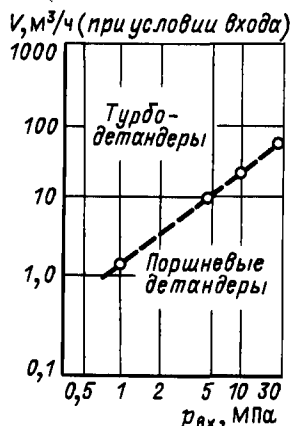


Рис. 5.68. Условная граница областей применения поршневых и турбодетандеров:

V — производительность; $P_{вх}$ — давление (по условиям на входе в детандер)

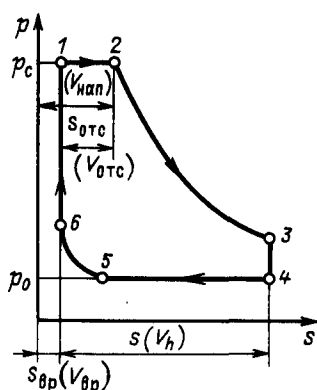


Рис. 5.69. Индикаторная диаграмма детандера

метрами, однако есть области, которые предпочтительны для тех или иных машин (рис. 5.68).

В детандерах применяются различные способы торможения. Выбор способа торможения определяется в значительной степени развиваемой мощностью. Наиболее экономичен широко распространенный способ торможения асинхронным генератором с выработкой электроэнергии, возвращаемой в сеть. Менее распространены способы торможения газовыми и масляными тормозами.

Поршневые детандеры имеют, как правило, впускные и выпускные принудительные клапаны. Сжатый газ проходит впускной клапан, расширяется с отдачей внешней работы на поршень детандера и с низкой температу-

рой покидает детандер через выпускной клапан [2, 30].

Процесс наполнения изображается на индикаторной диаграмме детандера линией 1-2 (рис. 5.69). Затем впускной клапан закрывается и происходит расширение газа (процесс 2-3). В точке 3 открывается выпускной клапан детандера и расширенный холодный газ удаляется из детандера (процесс 3-4-5). В точке 5 закрывается выпускной клапан и происходит процесс 5-6 поджатия оставшегося газа. В точке 6 открывается впускной клапан и цикл повторяется.

Гелиевые поршневые детандеры, как правило, — вертикальные машины с верхним расположением привода. Холодная зона, отделенная длинными штоками от теплой зоны с целью уменьшения теплопритоков по тепловым мостам, расположена внизу. В промышленных детандерах поршень изготавливается из текстолитовых, пропитанных парафином, или фторопластовых колец.

Турбодетандеры по направлению движения потока подразделяются на радиальные и осевые. Наибольшее распространение имеют радиальные турбодетандеры [9, 30].

Принцип работы турбодетандера состоит в последовательном прохождении рабочего вещества по межлопаточным каналам направляющего аппарата, в котором происходит расширение и увеличение скорости потока. Далее вещество проходит лопатки рабочего колеса и через колесо и вал отдает свою кинетическую энергию внешнему потребителю. Все это приводит к понижению температуры вещества, прошедшего через турбодетандер.

Конструктивно турбодетандеры могут быть одноступенчатыми и многоступенчатыми соответственно числу последовательно установленных рабочих колес. Наибольшее распространение получили одноступенчатые центробежные радиальные турбодетандеры, предложенные академиком П. Л. Капицей.

5.6.3. НАСОСЫ ДЛЯ ЖИДКИХ КРИОАГЕНТОВ

Насосы в криогенной технике применяются для перекачивания жидких криоагентов (азота, кислорода, аргона, водорода, гелия) [19]. В воздухоразделительных установках насосы входят в состав блоков и применяются в основном для закачки жидкого кислорода, азота и аргона через теплообменники в баллоны. Применение насосов дает возможность получить сжатый криоагент в баллонах без применения компрессоров высокого давления, что приводит к значительной экономии электроэнергии.

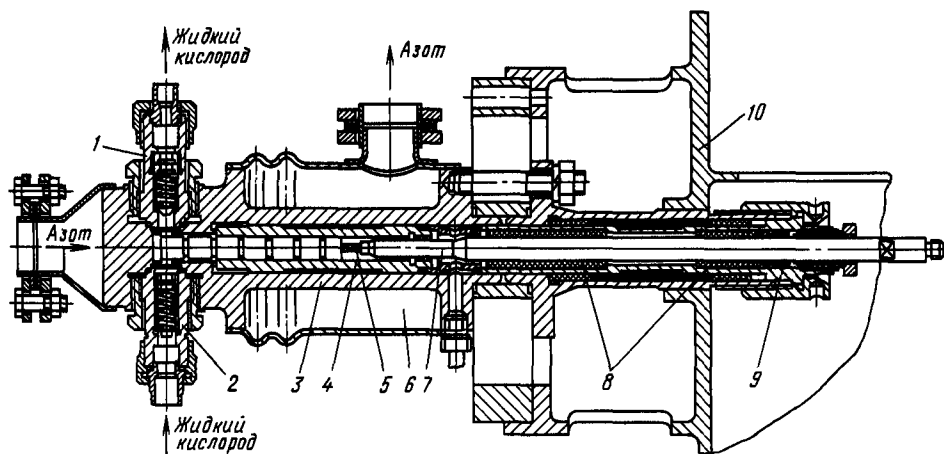


Рис. 5.70. Насос жидкого кислорода:

1 — нагнетательный клапан; 2 — всасывающий клапан; 3 — цилиндр; 4 — рабочая втулка; 5 — плунжер;
6 — охлаждающая рубашка; 7 — шток; 8 — направляющие втулки; 9 — сальник; 10 — рама

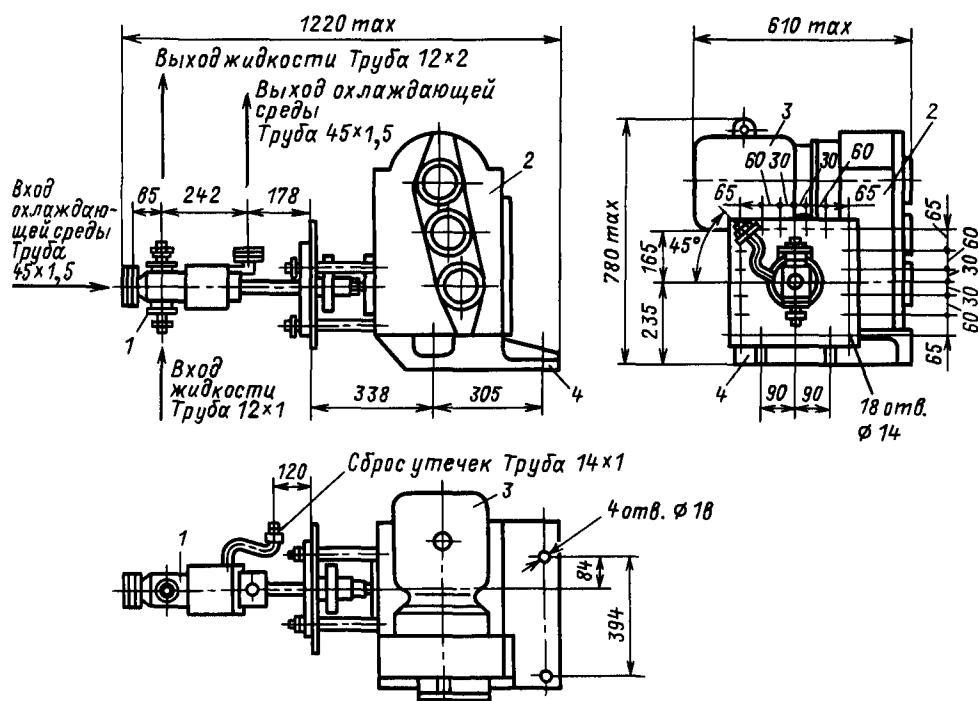


Рис. 5.71. Габаритный чертеж насоса 21НСГ-25/20А-Л:

1 — насос; 2 — редуктор; 3 — электродвигатель; 4 — рама

Насосы используют также в системах газификации сжиженных газов, отбираемых из сосудов для наполнения баллонов или подачи потребителю по трубопроводам.

Поршневые (плунжерные) насосы обычно выполняют на небольшую ($0,05—0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$) производительность, но большое давление. При давлении до 16,5 МПа насосы выполняют одноступенчатыми, при больших давлениях — двухступенчатыми.

Конструкция насосов сжиженных газов должна обеспечить невосприимчивость последних при сжатии, так как перекачиваемая жидкость на вход насоса поступает либо при температуре кипения, либо охлажденной ниже этой температуры на 6—10 К. Цилиндр насоса охлаждается снаружи хладагентом, подаваемым в специальную рубашку, и, кроме того, хорошо изолируется от привода насоса (рис. 5.70). Уплотнение плунжера в цилиндре осуществляется кольцами из асбеста и графита. Кислородные насосы имеют шелевое уплотнение плунжера. В насосе жидкого аргона применяются кожаные манжеты. Насосы для водорода и гелия имеют поршневые кольца.

Основные параметры (давление, производительность, мощность привода, габариты и т. д.) поршневых насосов, применяемых для жидких криоагентов, приведены в табл. 5.58 [19].

Насосы с вертикальным расположением цилиндрической группы (12НСГ-80/40А и 12НСГ-125/20А) применяют в составе газификационных установок и устанавливают на горловине резервуара со сжиженным газом. При этом цилиндрическая группа погружена в резервуар.

Насосы с горизонтальным расположением цилиндрической группы (22НСГ-40/40А, 22НСГ-63/20А, 22НСГ-160/20А, 21НСГ-25/20А-Л) (рис. 5.71) [19] применяют в составе воздухоразделительных и газификационных установок (в этом случае цилиндрическая группа располагается внутри корпуса блока).

Центробежные насосы предназначены для перекачивания жидкого азота и моющих растворов из низкотемпературных хранилищ биопродуктов и сосудов типа СДС, диаметр горловины которых не менее 56 мм.

Насос может быть также использован для перекачивания любых неагрессивных и взрывобезопасных жидкостей с температурой 20—323 К, не содержащих абразивных примесей.

Центробежный насос погружного типа 1НСГ-0,13/0,02 (рис. 5.72) состоит из рабочей головки, штанги, кожуха, в котором смонтирован электродвигатель переменного тока, и панели управления. Две сменные штанги обеспе-

чивают возможность работы насоса при глубине погружения в сосуд 725 и 1025 мм.

Техническая характеристика насоса приведена ниже:

Подача, $\text{м}^3/\text{ч}$ (л/мин)	0,5 (8,3)
Напор, м.	2
Ток	Переменный
Частота, Гц.	50
Напряжение, В	220
Мощность электродвигателя, Вт	40
Частота вращения вала, 1/мин	2670
Габариты (длина×ширина), мм	1022(1323)××214
Масса, кг	3,9 (4,2)

Примечания: 1. В скобках указаны значения характеристик для насоса с удлиненной штангой.

2. Изготовитель — НПО «Гелиймаш» (Москва).

Насос 1НСГ-0,13/0,02П выпускается с электродвигателем постоянного тока напряжением 12 В, мощностью 25 Вт. Частота вращения вала 3000 1/мин.

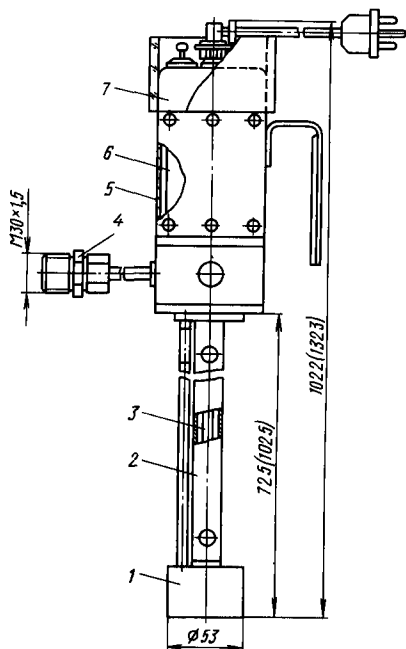


Рис. 5.72. Центробежные насосы 1НСГ-0,13/0,02П и 1НСГ-0,13/0,02:

1 — рабочая головка; 2 — штанга; 3 — муфта; 4 — штуцер (переходник); 5 — кожух; 6 — электродвигатель; 7 — панель управления (размеры в скобках — для насоса с удлиненной штангой)

Таблица 5.58. Насосы для жидких криоагентов

Типоразмер	Подача, м ³ /ч	Дав- ле- ние, МПа	Мощ- ность электро- двигате- ля, кВт	Мас- са, кг	Габариты, мм	Примечание
НЖК-1М	0,250	24	7	780	1080×1070× ×1610	Для неохлажденной жидко- сти
НЖК-18	0,375	16,5	4,5	»	То же	Для охлажденной жидкости
НЖК-19	0,375	16,5	4,5	»	» »	То же
НЖК-27	0,090	42	7	»	» »	Для неохлажденной жидкости
НЖА-24	0,200	42	7	»	» »	Для охлажденной жидкости
НЖА-22М	0,090	42	7	480	1410×580×1070	То же
НЖК-11М	0,050	24	2,8	160	1240×525×680	» »
НЖК-4	0,046	16,5	1,7	155	То же	» »
НЖК-3	0,075	16,5	1,7	290	1400×630×900	} Для неохлажденной жидкости
НЖК-10	0,400	4	1,7	250	То же	
НЖК-30	0,300/570	25/4	3,5/5	590	1595×525×1300	
НЖК-29М	0,500	22	13	520	1100×790×1875	
НЖА-34М	0,300	42	13	520	То же	
НЖА-35	0,130	42	7	480	» »	} Для охлажденной жидкости
НЖК-200/23	0,200	23	7	480	1410×580×1070	
11НСГ-60/40	0,060	42	4	299	681×647×1478	
21НСГ-100/20	0,100	23	3	270	1187×596×668	
22НСГ-130/40	0,130	42	7,5	440	1225×778×775	
22НСГ-250/20	0,250	22	5,5	421	1225×658×790	
22НСГ-500/20	0,500	22	10	608	1400×1055× ×1080	
12НСГ-130/40	0,130	40	—	—	—	} Для охлаждения жидкости ниже t _s
12НСГ-250/20	0,250	22	5	432	720×717×1577	
12НСГ-500/200	0,500	20	—	—	—	
12НСГ-80/40А	0,288± ±0,03	41,2	10	490	800×770×1820	} Для охлаждения жидкости ниже t _s
12НСГ-125/20А	0,450± ±0,045	22,5	7,5	490	800×770×1220	
22НСГ-63/20А	0,230± ±0,023	22,5	4	410	1250×640×780	
22НСГ-160/20А	0,576± ±0,060	22,5	7,5	480	1340×785×820	} Для охлаждения жидких кисло- рода и аргона ниже t _s
21НСГ-25/20А-Л	0,090± ±0,009	22,5	3	290	1210×630×680	
22НСГ-40/40А	0,144± ±0,015	41,2	7,5	450	1250×770×820	
22НСГ-0,16/20	0,612± ±0,061	22,5	8	215	936×780×450	» »
2НСГ-0,063/20	0,252± ±0,025	22,5	4,4	200	886×780×450	» »
2НСГ-0,025/20	0,108± ±0,011	22,5	3,6	200	То же	» »

Примечания: 1. Обозначения в типоразмерах: НЖК (НЖА) — насос жидкого кислорода (азота); НСГ — насос сжиженного газа; цифры дробью — подача/давление, МПа.

2. Изготовитель — НПО «Кислородмаш», г. Одесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Архаров А. М., Марфенниа И. В., Микулин Е. И. Криогенные системы. Основы теории и расчета. М.: Машиностроение, 1988.

2. Криогенные системы / А. М. Архаров, В. П. Беляков, Е. И. Микулин и др. М.: Машиностроение, 1987.

3. Беляков В. П. Криогенная техника и технология. М.: Энергониздат, 1982.

4. Бродянский В. М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод и его приложения. М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Бродянский В. М., Меерзон Ф. И. Производство кислорода. М.: Металлургия, 1970.
6. Бродянский В. М., Семенов А. М. Термодинамические основы криогенной техники. М.: Энергия, 1980.
7. ВНИИхолодмаш. Холодильные машины и аппараты. Каталог, ч. I—III, изд. ЦИНТИхимнефтемаш. М., 1988.
8. Головкин Г. А. Криогенное производство инертных газов. Л.: Машиностроение, 1983.
9. Грезин А. К., Зиновьев В. С. Микрокриогенная техника. М.: Машиностроение, 1977.
10. Григорьев В. А., Крохин Ю. И. Тепло- и массообменные аппараты криогенной техники. М.: Энергоиздат, 1982.
11. Дилевская Е. В. Криогенные микро-теплообменники. М.: Машиностроение, 1978.
12. Заблочнокая Н. С. Матричные теплообменники в криогенной технике. ЦИНТИхимнефтемаш. Серия ХМ-6. М., 1980.
13. Исследование метода интенсификации конвективного теплообмена шероховатыми антикоррозионными покрытиями / И. С. Трушина, И. Н. Журавлева, В. А. Корнев, Ю. Г. Александров // Повышение эффективности теплообменников криогенных установок. М.: ЦИНТИхимнефтемаш. Серия ХМ-6. № 5, 1980.
14. Каганер М. Г. Тепломассообмен в низкотемпературных теплоизоляционных конструкциях. М.: Энергия, 1979.
15. Калафати Д. Д., Попалов В. В. Оптимизация теплообменников по эффективности теплообмена. М.: Энергоатомиздат, 1986.
16. Кирпиков В. А. Сравнительная оценка эффективности поверхностей теплообмена. М.: ЦИНТИхимнефтемаш. Серия ХМ-6, № 1, 1981.
17. Керн Д., Краус А. Развитие поверхностей теплообмена. М.: Энергия, 1977.
18. Кейс В. М., Лондон А. Л. Компактные теплообменники: Пер. с англ. / Под ред. Ю. В. Петровского. М.: Энергия, 1967.
19. Криогенное оборудование. Каталог ЦИНТИхимнефтемаш. М., 1986.
20. Кутепов А. М., Стерман Л. С., Стюшин Н. Г. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании. М.: Высшая школа, 1986.
21. Мартынов А. В., Бродянский В. М. Что такое вихревая труба? М.: Энергия, 1976.
22. Мартынов В. А., Красников О. К. Теплообменники дроссельной ступени. КГУ // Повышение эффективности теплообменников криогенных установок. М.: ЦИНТИхимнефтемаш. Серия ХМ-6, № 5, 1980.
23. Мартыновский В. С. Циклы, схемы и характеристики термотрансформаторов. М.: Энергия, 1979.
24. Малые холодильные установки и холодильный транспорт: Справочник. М.: Пищевая промышленность, 1978.
25. Мурашова Е. А., Краковский Б. Д. Анализ потерь от необратимости в криогенных установках. М.: ЦИНТИхимнефтемаш. Серия ХМ-6, № 5, 1980. С. 8—12.
26. Мусаев А., Боярский М. Ю., Бродянский В. М. Экспериментальное исследование низкотемпературной холодильной установки, работающей на смеси хладагентов // Холодильная техника. 1978. № 12. С. 10—14.
27. Перельштейн И. И., Парушин Е. Б. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих веществ холодильных машин и тепловых насосов. М.: Легпищепром, 1984.
28. Пластинин П. И. Теория и расчет поршневых компрессоров. М.: Агропромиздат, 1987.
29. Разделение воздуха методом глубокого охлаждения. Технология и оборудование / Под ред. В. И. Епифановой, Л. С. Аксельрода. М.: Машиностроение, 1973.
30. Соколов Е. Я., Бродянский В. М. Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М.: Энергоатомиздат, 1982.
31. Соколов Е. Я., Зингер Н. М. Струйные аппараты. М.: Энергия, 1989.
32. Солицев Ю. П., Степанов Г. А. Материалы в криогенной технике. Л.: Машиностроение, 1982.
33. Сборник научных трудов // Процессы и контроль в криогенных системах и установках. М.: НПО КРИОГЕНМАШ, 1983.
34. Справочник по физико-техническим основам криогеники / Под ред. М. П. Малкова. М.: Энергоатомиздат, 1985.
35. Справочник. Теплофизические основы получения искусственного холода / Под ред. А. В. Быкова. М.: Пищевая промышленность, 1980.
36. Теплопередача при низких температурах / Под ред. У. Фроста. Пер. с англ. под ред. Н. А. Анфимова. М.: Мир, 1977.
37. Теплообмен при вынужденной конвекции криогенных жидкостей в сверхкритической области. Обзорная информация. Серия ХМ-6. Криогенное и кислородное машиностроение. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1975.
38. Теплопередача в двухфазном потоке / Под ред. Баттерворса. Пер. с англ. под ред. Д. А. Лабунцова. М.: Энергия, 1980.
39. Теплообменные аппараты холодильных установок / Под ред. Г. Н. Даниловой. М.: Машиностроение, 1986.

40. **Установки** разделения воздуха и оборудование для хранения, транспортировки и газификации низкотемпературных жидкостей. Каталог-справочник ЦИНТИхимнефтемаш. М., 1988.
41. **Усюкин И. П.** Установки, машины и аппараты криогенной техники. М.: Пищевая промышленность, 1976.
42. **Хаузен Х.** Теплопередача при противотоке, прямотоке и перекрестном токе. М.: 1981.
43. **Холодильные машины** / Под ред. И. А. Сакуна. Л.: Машиностроение, 1985.
44. **Холодильные машины и аппараты.** Каталог, ч. 1. ЦИНТИхимнефтемаш. М.: 1986.
45. **Холодильная техника.** Свойства веществ: Справочник. М.: Агропромиздат, 1985.
46. **Шевякова С. А.** Влияние продольной теплопроводности на эффективность низкотемпературных теплообменников // Сборник научных трудов / НПО КРИОГЕНМАШ, 1981. С. 87—92.
47. **Янтовский Е. И., Пустовалов Ю. В.** Промышленные теплонасосные установки. М.: Энергоиздат, 1982.
48. **Рэнделл Ф., Бэррон.** Криогенные системы. Пер. с англ. под ред. А. К. Городова. М.: Энергоатомиздат, 1989.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

ТЕПЛОФИКАЦИЯ И ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

6.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОФИКАЦИИ

6.1.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВА НА КОМБИНИРОВАННУЮ ВЫРАБОТКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПАРОТУРБИННЫХ ТЭЦ

Благодаря большим энергетическим, экономическим, социальным и экологическим преимуществам по сравнению с другими видами теплоснабжения теплофикация получила в СССР широкое развитие. На рис. 6.1 приведены некоторые данные, характеризующие

развитие теплофикации. Динамика потребления электрической энергии и теплоты среднего и низкого потенциала приведена в разд. 1 кн. 1 настоящей справочной серии.

Энергетическая эффективность теплофикации оценивается по экономии топлива ΔB , получаемой при удовлетворении от ТЭЦ заданного энергопотребления по сравнению с расходом топлива при выработке электрической энергии на конденсационных электростанциях (КЭС) и теплоты в котельных:

$$\Delta B = B_k - B_t, \quad (6.1)$$

где B_k — расход топлива при раздельной выработке электрической энергии и теплоты;

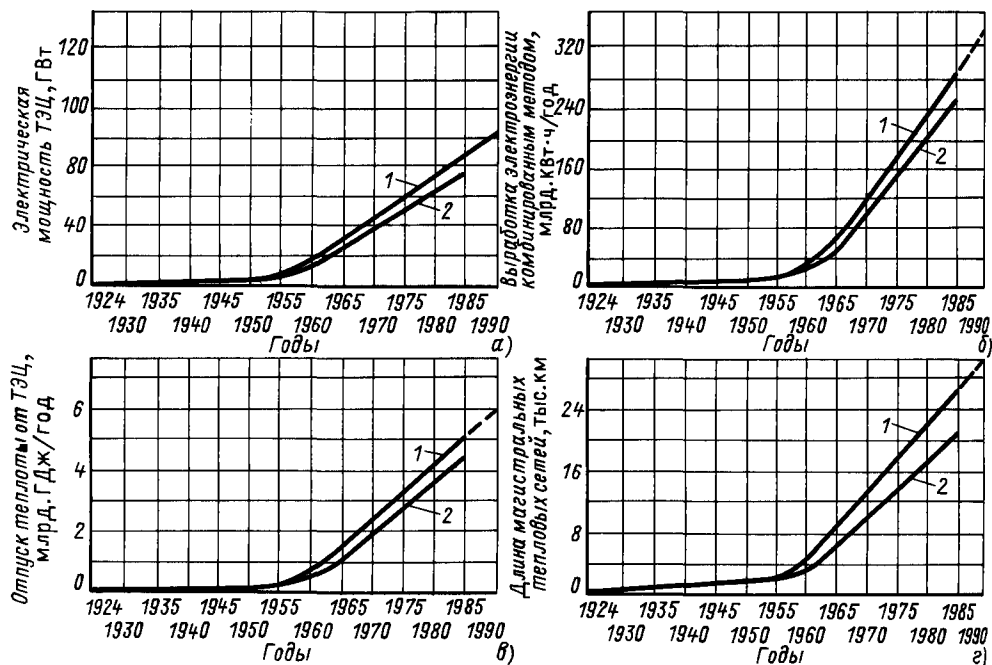


Рис. 6.1. Развитие теплофикации в СССР:

а — электрическая мощность ТЭЦ; б — выработка электроэнергии комбинированным методом; в — отпуск теплоты; г — длина магистральных тепловых сетей; 1 — всего; 2 — станции общего пользования

B_t — расход топлива при теплофикации.

Расход условного топлива, кг, на комбинированную выработку электрической энергии на ТЭЦ (без учета конденсационной выработки)

$$B_{т.э} = b_t^э \mathcal{E}_т = b_t^э \mathcal{E}_т Q_t, \quad (6.2)$$

где $b_t^э$ — удельный расход условного топлива на комбинированную выработку электрической энергии, кг/(кВт·ч); $\mathcal{E}_т$ — удельная выработка электрической энергии комбинированным методом, отнесенная к единице отработавшей теплоты, отпущенной в тепловую сеть, кВт·ч/ГДж (в том случае, когда отработавшая теплота и электрическая энергия измеряются в одних и тех же единицах, удельная комбинированная выработка $\mathcal{E}_т$ является безразмерной величиной); Q_t — количество отработавшей теплоты, отданной в систему теплоснабжения, ГДж; $\mathcal{E}_т = \mathcal{E}_т Q_t$ — количество электрической энергии, выработанной комбинированным методом, кВт·ч.

Удельный расход условного топлива на комбинированную выработку электрической энергии, кг/(кВт·ч),

$$b_t^э = \frac{0,123}{\eta_{к.с} \eta_{эм}}. \quad (6.3)$$

Из совместного решения (6.2) — (6.3)

$$B_{т.э} = 0,123 \frac{\mathcal{E}_т Q_t}{\eta_{к.с} \eta_{эм}}, \quad (6.4)$$

где $\eta_{к.с}$ — КПД котельной электростанции с учетом потерь теплоты в паропроводах между котельной и машинным залом; $\eta_{эм}$ — электромеханический КПД турбоагрегата, т. е. произведение механического КПД турбины на КПД электрогенератора.

Для предварительных расчетов можно принимать следующие значения удельных расходов условного топлива (брутто) на комбинированную выработку электрической энергии на ТЭЦ на твердом топливе в зависимости от типа турбинного оборудования:

Тип турбины	$b_t^э$, кг/(кВт·ч)
Р-50-130 и Р-100-130	0,144—0,154
ПТ-60-130/13 и ПТ-145/165-130-15-2	0,160—0,162
Т-100/120-130 и Т-185/220-130-2	0,160—0,165
Т-180/215-130 и Т-250/300-240	0,165—0,170

При газомазутном топливе $b_t^э$ снижается на 4—5 %.

Удельная комбинированная выработка электрической энергии на ТЭЦ, кВт·ч/ГДж, включающая также комбинированную выработку на базе регенеративного подогрева кон-

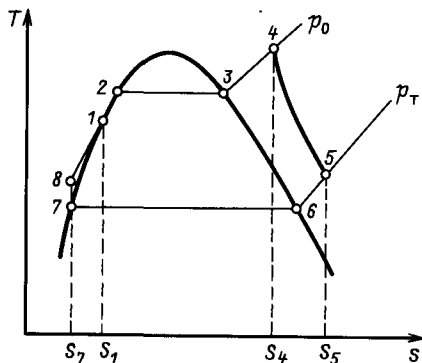


Рис. 6.2. Процесс работы паротурбинной теплофикационной установки в T, s -диаграмме: p_0 — давление рабочего пара перед турбиной; p_t — давление отработавшего пара; 1 — питательная вода перед котлом; 2 — вода при температуре кипения; 3 — сухой насыщенный пар; 4 — рабочий пар на выходе из котла; 5 — отработавший пар на выходе из турбины; 6 — сухой насыщенный пар; 7 — конденсат отработавшего пара на выходе из теплофикационного подогревателя

денсата теплофикационной установки [26],

$$\mathcal{E}_т = 278 \frac{(T_0 - T_t) \eta_{0i} \eta_{эм}}{T_0 - (T_0 - T_t) \eta_{0i}}, \quad (6.5)$$

где T_0 — средняя температура подвода теплоты в цикл, К; T_t — средняя температура отвода теплоты из цикла, К; η_{0i} — внутренний относительный КПД турбины (значения η_{0i} см. в § 3.1 кн. 3 настоящей серии).

Средние температуры подвода теплоты в цикл T_0 и отвода теплоты из цикла T_t (рис. 6.2)

$$T_0 = \frac{h_4 - h_1}{s_4 - s_1} = \frac{h_n - h_{п.в}}{s_n - s_{п.в}}; \quad (6.6)$$

$$T_t = \frac{h_5 - h_7}{s_5 - s_7} = \frac{h_{п.о} - h_{к.т}}{s_{п.о} - s_{к.т}}, \quad (6.7)$$

где h_n , $h_{п.о}$, $h_{п.в}$, $h_{к.т}$ — энтальпии пара на выходе из котла, отработавшего пара на выходе из турбины, питательной воды перед котлом, конденсата после теплофикационного подогревателя, кДж/кг; s_n , $s_{п.о}$, $s_{п.в}$, $s_{к.т}$ — энтропии тех же состояний пара и воды, кДж/(кг·К).

В установках с промежуточным перегревом средняя температура подвода теплоты в цикл (рис. 6.3)

$$T_0 = \frac{h_4 - h_1 + g(h_{10} - h_9)}{s_4 - s_1 + g(s_{10} - s_9)} =$$

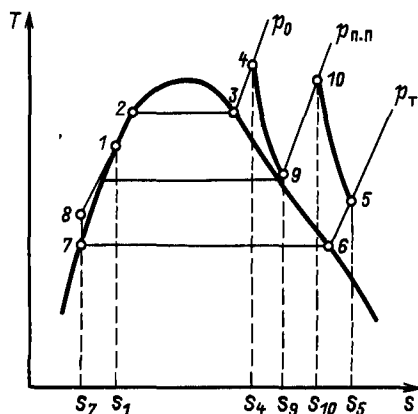


Рис. 6.3. Процесс работы паротурбинной теплофикационной установки с промежуточным перегревом в T, s -диаграмме:

p_0 — давление рабочего пара перед турбиной; $p_{п.п}$ — давление промежуточного перегрева; p_t — давление отработавшего пара; 1 — питательная вода перед котлом; 4 — рабочий пар на выходе из котла; 5 — отработавший пар на выходе из турбины; 7 — конденсат отработавшего пара на выходе из теплофикационного подогревателя; 9 — пар на входе в промперегреватель; 10 — пар на выходе из промперегревателя

$$\frac{h_p - h_{п.в} + g(h_{п.п} - h_{п.д})}{S_p - S_{п.в} + g(S_{п.п} - S_{п.д})}, \quad (6.8)$$

где $h_p, h_{п.в}, h_{п.п}, h_{п.д}$ — энтальпии пара после основного перегревателя, питательной воды перед котлом, пара после промежуточного перегревателя, пара до промежуточного перегревателя, кДж/(кг·К); $S_p, S_{п.в}, S_{п.п}, S_{п.д}$ — энтропии тех же состояний пара и воды, кДж/(кг·К); g — отношение расхода пара через промежуточный перегреватель к расходу пара через основной перегреватель. Разность этих расходов равна обычно расходу на реге-

неративные подогреватели высокого давления. Для приближенных расчетов можно принять $g = 1$.

Средняя температура отвода теплоты из цикла паротурбинных установок определяется по (6.7).

В табл. 6.1 приведены характерные параметры и средняя температура подвода теплоты в цикл теплосиловых установок.

При выводе (6.5) температура конденсата, поступающего из теплофикационного подогревателя в регенеративную систему турбоустановки T_7 (рис. 6.2 и 6.3), принята равной температуре насыщения при давлении отработавшего пара p_t .

В условиях промышленного пароснабжения конденсат часто поступает в регенеративную систему при более низкой температуре. При пароснабжении конденсат обычно возвращается на ТЭЦ от потребителей при температуре $t_{к.в} \leq 100^\circ\text{C}$ ($T_{к.в} \leq 373\text{ K}$).

Для подогрева конденсата от температуры $T_{к.в}$ до температуры насыщения $T_{к.т}$ при давлении пара p_t используется отработавшая теплота более низкого потенциала, отчего несколько возрастает удельная комбинированная выработка электрической энергии, определяемая в этом случае по формуле

$$\varepsilon_t = q_1 \varepsilon_{t1} + q_2 \varepsilon_{t2}, \quad (6.9)$$

где $q_1 = \frac{h_{п.о} - h_{к.т}}{h_{п.о} - h_{к.в}}$ — доля теплотребле-

ния, удовлетворяемая за счет теплоты пара (теплота перегрева и скрытая теплота парообразования); $q_2 = \frac{h_{к.т} - h_{к.в}}{h_{п.о} - h_{к.в}}$ — доля тепло-

потребления, удовлетворяемая за счет охлаждения конденсата от температуры $T_{к.т}$ до температуры $T_{к.в}$; здесь $h_{к.в}$ — энтальпия конденсата, возвращаемого на ТЭЦ, кДж/кг; ε_{t1} и ε_{t2} определяются по (6.5).

Таблица 6.1. Характерные параметры и средняя температура подвода теплоты в цикл

Начальные параметры		Параметры промежуточного перегрева		Температура питательной воды $t_{п.в}$, $^\circ\text{C}$	Средняя температура подвода теплоты в цикл T_o , K
p_0 , МПа	t_0 , $^\circ\text{C}$	$p_{п.п}$, МПа	$t_{п.п}$, $^\circ\text{C}$		
3,5	435	—	—	150	519
6	274	1/0,9	260	220	521
9	535	—	—	215	590
13	555	—	—	230	616
13	545	3,2/2,9	545	230	623
17	545	3,6/3,3	545	250	642
24	545	4,0/3,6	545	260	658

При определении ε_2 средняя температура отвода теплоты из цикла T_{τ} принимается равной средней температуре $T_{\tau, \text{ср}}$ при нагреве конденсата от $T_{\text{к.в}}$ до $T_{\text{к.т}}$, определяемой по формуле

$$T_{\tau, \text{ср}} = (T_{\text{к.т}} - T_{\text{к.в}}) / \left(\ln \frac{T_{\text{к.т}}}{T_{\text{к.в}}} \right). \quad (6.10)$$

С достаточной точностью можно также принять

$$T_{\tau, \text{ср}} = (T_{\text{к.т}} + T_{\text{к.в}}) / 2.$$

На рис. 6.4 приведены зависимости удельной комбинированной выработки электрической энергии ε_2 от температуры насыщения t_{τ} , соответствующей давлению p_{τ} отработавшего пара. При построении рис. 6.4 принято $\eta_{\text{ж}} = 0,98$. При $p_{\tau} \leq 100$ кПа $t_{\text{к.т}} = t_{\tau}$; при $p_{\tau} > 100$ кПа $t_{\text{к.т}} = 100^{\circ}\text{C}$.

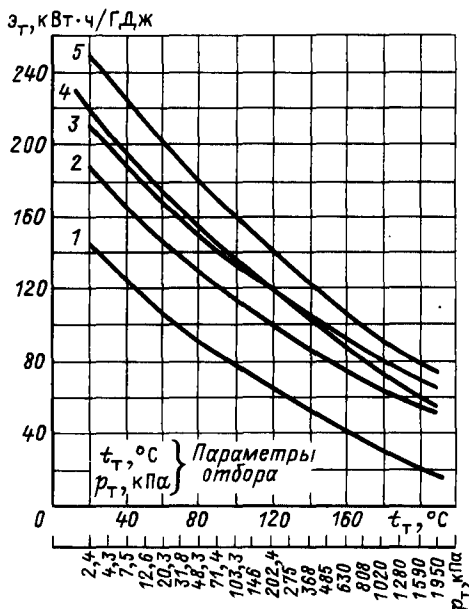


Рис. 6.4. Удельная комбинированная выработка электрической энергии

6.1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВА НА КОНДЕНСАЦИОННУЮ ВЫРАБОТКУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ПАРОТУРБИННЫХ КЭС

Расход условного топлива, кг, на конденсационную выработку электроэнергии

$$B_{\text{к}}^{\text{э}} = b_{\text{к}}^{\text{э}} \mathcal{E}, \quad (6.11)$$

где $b_{\text{к}}^{\text{э}}$ — удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на КЭС, кг/(кВт·ч); $\mathcal{E}$ — количество выработанной электроэнергии, кВт·ч.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на КЭС

$$b_{\text{к}}^{\text{э}} = 0,123 / (\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{т}} \eta_{\text{о.т}} \eta_{\text{ж}}), \quad (6.12)$$

где $\eta_{\text{т}} = 1 - T_{\text{к}}/T_0$ — термический КПД цикла; здесь $T_{\text{к}}$ — средняя температура отвода теплоты из конденсационного цикла, К, определяемая давлением пара, отводимого из последней ступени турбины в конденсатор; T_0 — средняя температура подвода теплоты в цикл, определяемая по (6.6) и (6.8).

Для предварительных расчетов можно принимать следующие значения удельных расходов условного топлива $b_{\text{к}}^{\text{э}}$, г/(кВт·ч), (брутто) на выработку электрической энергии КЭС на твердом топливе в зависимости от типа турбоустановок:

Тип турбины	$b_{\text{к}}^{\text{э}}$
К-800-240	310—315
К-500-240	315—320
К-300-240	320—325
К-200-130	335—340
К-160-130	350—355

№ кри- вой	$p_{\text{о.т}}$ МПа	$t_{\text{о.т}}$ $^{\circ}\text{C}$	$p_{\text{н.т.}}$ МПа	$t_{\text{н.т.}}$ $^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{о.т.}}$ $^{\circ}\text{C}$	$\eta_{\text{о.т}}$
1	3,43	435	—	—	150	0,8
2	8,83	535	—	—	215	0,8
3	12,75	535	—	—	230	0,83
4	12,75	540	3,2/2,9	540	230	0,83
5	23,5	540	4,0/3,6	540	260	0,85

При газомазутном топливе $b_{\text{к}}^{\text{э}}$ снижается на 4—5 %. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$(b_{\text{к}}^{\text{э}})_{\text{нетто}} = (b_{\text{к}}^{\text{э}})_{\text{брутто}} / (1 - \varphi_{\text{с.н}}), \quad (6.13)$$

где $\varphi_{\text{с.н}}$ — коэффициент расхода на собственные нужды. Для предварительных расчетов можно принимать для КЭС $\varphi_{\text{с.н}} = 0,04 \div 0,06$ (меньшее значение — для газомазутного, большее — для твердого топлива).

6.1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ПРИ ТЕПЛОФИКАЦИИ ОТ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭЦ

Полное количество электрической энергии, вырабатываемой на ТЭЦ,

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\tau} + \mathcal{E}_{\text{т.к.}}$$

где $\mathcal{E}_{\tau} = \varepsilon_{\tau} Q_{\tau}$ — комбинированная выработка электроэнергии на базе теплофикации, вклю-

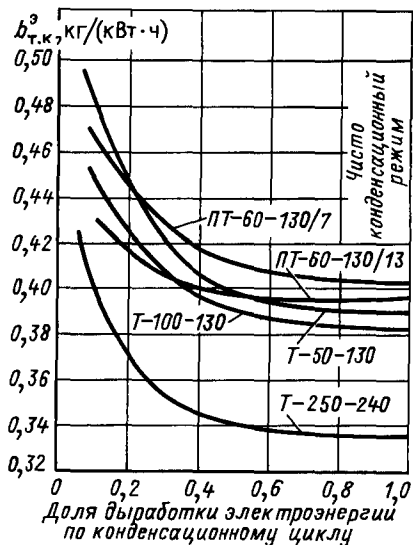


Рис. 6.5. Удельный расход условного топлива $b_{т.к}^3$ (брутто) на выработку электрической энергии по конденсационному циклу на ТЭЦ при работе на твердом топливе

чающая выработку на базе регенеративного подогрева конденсата теплофикационной установки, кВт·ч; $\mathcal{E}_{т.к}$ — конденсационная выработка электроэнергии на ТЭЦ, включающая выработку на базе регенеративного подогрева конденсата из конденсатора турбины, кВт·ч.

Полное количество теплоты, отпускаемой от ТЭЦ,

$$Q = Q_t + Q_p,$$

где Q_t и Q_p — количество теплоты, отпущенной из отборов турбин и непосредственно из котлов, ГДж.

Расход условного топлива, кг, на ТЭЦ

$$B_t = B_t^3 + B_t^r,$$

где B_t^3 и B_t^r — расходы условного топлива на выработку электрической энергии и на покрытие тепловой нагрузки, кг.

Расход условного топлива на выработку электрической энергии

$$B_t^3 = b_t^3 \mathcal{E}_t + b_{т.к}^3 \mathcal{E}_{т.к}, \quad (6.14)$$

где b_t^3 и $b_{т.к}^3$ — удельные расходы условного топлива на теплофикационную и конденсационную выработку электроэнергии на ТЭЦ, кг/(кВт·ч).

Первое слагаемое правой части уравнений (6.14) определяется по (6.2) — (6.5).

Удельный расход условного топлива на

конденсационную выработку электрической энергии на ТЭЦ, кг/(кВт·ч), определяется по (6.12).

На рис. 6.5 приведены значения $b_{т.к}^3$ при работе ТЭЦ на твердом топливе. При газомазутном топливе значения $b_{т.к}^3$ снижаются на 4—5 %.

Средний удельный расход условного топлива (брутто), кг/(кВт·ч), на выработку электрической энергии на ТЭЦ

$$b_{т.ср}^3 = (b_t^3 \mathcal{E}_t + b_{т.к}^3 \mathcal{E}_{т.к}) / \mathcal{E}. \quad (6.15)$$

Средний удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии определяется по формуле (6.13). Для предварительных расчетов можно принимать для ТЭЦ $\varphi_{с.н} = 0,06 \div 0,08$.

Разница в расходах условного топлива, кг, на выработку одного и того же количества электрической энергии на КЭС и ТЭЦ определяется по формуле Л. А. Мелснтьева [12]

$$\Delta B_3 = B_k^3 - B_t^3 = \mathcal{E}_t (b_k^3 - b_t^3) - \mathcal{E}_{т.к} (b_{т.к}^3 - b_k^3). \quad (6.16)$$

Первое слагаемое правой части — это экономия топлива, получаемая благодаря комбинированной выработке электроэнергии на ТЭЦ, второе слагаемое — перерасход топлива на ТЭЦ из-за выработки на ней электрической энергии конденсационным методом.

Критическая доля комбинированной выработки электрической энергии на ТЭЦ, при которой $\Delta B_3 = 0$,

$$(\bar{\mathcal{E}}_t)_* = \frac{b_{т.к}^3 - b_k^3}{b_{т.к}^3 - b_t^3}. \quad (6.17)$$

При отношении комбинированной выработки к полной выработке электроэнергии на ТЭЦ $\bar{\mathcal{E}}_t$ меньше, чем $(\bar{\mathcal{E}}_t)_*$, ТЭЦ даст не экономию, а перерасход топлива из-за повышенной конденсационной выработки электрической энергии. При начальных параметрах КЭС 24 МПа и начальных параметрах ТЭЦ 13 МПа $(\bar{\mathcal{E}}_t)_* \approx 0,2$.

Формула (6.16) удобна для расчета экономии топлива при проектировании новых электростанций, а также для анализа тепло-вой экономичности ТЭЦ.

Для определения экономии топлива на выработке электроэнергии на ТЭЦ по отчетным данным, когда известны значения b_k^3 и $b_{т.ср}^3$, более удобна другая модификация формулы (6.16):

$$\Delta B_3 = \mathcal{E} (b_k^3 - b_{т.ср}^3). \quad (6.18)$$

Расход условного топлива, кг, на центра-

лизированное теплоснабжение

$$B_T^* = b_T^* Q, \quad (6.19)$$

где $b_T^* = 34,1 / \eta_{к.с}$ — удельный расход условного топлива на выработку теплоты на ТЭЦ, кг/ГДж; $\eta_{к.с}$ — КПД котельной электростанции с учетом потерь в паропроводах между котельной и машинным залом.

Отпуск теплоты от ТЭЦ для централизованного теплоснабжения

$$Q = Q_a / \eta_{с.т}, \quad (6.20)$$

где Q_a — теплота, отданная тепловым потребителям (абонентам); $\eta_{с.т}$ — КПД тепловой сети при подаче теплоты от ТЭЦ.

С учетом (6.19) — (6.20) расход условного топлива, кг, при централизованном теплоснабжении от ТЭЦ

$$B_T^* = 34,1 Q_a / (\eta_{к.с} \eta_{с.т}). \quad (6.21)$$

Расход условного топлива, кг, при централизованном теплоснабжении от котельной при количестве теплоты Q_a , отданном тепловым потребителям,

$$B_K^* = 34,1 Q_a / (\eta_{к.с} \eta_{с.к}), \quad (6.22)$$

где $\eta_{к.с}$ — КПД котельной; $\eta_{с.к}$ — КПД тепловой сети при подаче теплоты от котельной.

Разница в расходах условного топлива, кг, на централизованное теплоснабжение от котельных и ТЭЦ при подаче абонентам одного и того же количества теплоты

$$\Delta B_T = B_K^* - B_T^* = 34,1 \times$$

$$\times \frac{Q_a}{\eta_{к.с} \eta_{с.т}} \left(\frac{\eta_{к.с} \eta_{с.т}}{\eta_{к.с} \eta_{с.к}} - 1 \right). \quad (6.23)$$

Из (6.23) следует, что экономия топлива при централизованном теплоснабжении от ТЭЦ по сравнению с теплоснабжением от котельных имеет место только в том случае, когда

$$(\eta_{к.с} \eta_{с.т}) / (\eta_{к.с} \eta_{с.к}) > 1. \quad (6.24)$$

Для предварительных расчетов можно принимать следующие значения КПД котельных и тепловых сетей:

$\eta_{к.с}$ котельной ТЭЦ или КЭС при работе на топливе:

твердом	0,82—0,86
газозамутном	0,88—0,92

$\eta_{к.р}$ районной или крупной промышленной котельной при работе на топливе:

твердом	0,75—0,80
газозамутном	0,80—0,85

$\eta_{к.м}$ местной котельной при работе на топливе:

твердом	0,50—0,55
газозамутном	0,60—0,70

$\eta_{с.т}$ тепловой сети от ТЭЦ — 0,9—0,95;
 $\eta_{с.р}$ тепловой сети от районных котельных — 0,92—0,96;

$\eta_{с.м}$ тепловой сети от местных котельных — 0,98—1,0.

Суммарный расход топлива при раздельном энергоснабжении для выработки на КЭС такого же количества электрической энергии, что и на ТЭЦ, и для отпуска потребителям такого же количества теплоты, что и при теплоснабжении от ТЭЦ,

$$B = B_K^* + B_T^*.$$

Значение B_K^* определяется по (6.11), а B_T^* — по (6.22).

Абсолютная экономия топлива при теплофикации по сравнению с раздельным энергоснабжением

$$\Delta B = (B_K^* - B_T^*) + (B_K^* - B_T^*) = \Delta B_3 + \Delta B_T, \quad (6.25)$$

где ΔB_3 — разница в расходах условного топлива на выработку одного и того же количества электроэнергии на КЭС и ТЭЦ, определяемая по (6.16) и (6.18), кг; ΔB_T — разница в расходах условного топлива на выработку теплоты в котельных и на ТЭЦ из условия подачи абонентам одного и того же количества теплоты, определяемая по (6.23), кг.

6.1.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ПРИ ТЕПЛОФИКАЦИИ

Удельная экономия условного топлива при теплофикации, кг на 1 ГДж отданной теплоты,

$$\Delta b = \Delta b_3 + \Delta b_T,$$

где Δb_3 — удельная экономия условного топлива за счет электрической выработки ТЭЦ, кг/ГДж; Δb_T — удельная экономия условного топлива за счет концентрации топливосжигания и централизации теплоснабжения, кг/ГДж.

Удельная экономия условного топлива за счет электрической выработки ТЭЦ определяется по формулам:

при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отданной абонентам,

$$\Delta b_3 = \frac{0,123}{\eta_{к.с} \eta_{эм}} \left[\frac{\alpha_{эТ}}{\eta_{с.т}} \left(\frac{1}{\eta_{иТ} \eta_{0иТ}} - 1 \right) - \right]$$

$$-\frac{\alpha}{Q_a} \frac{1}{\eta_{\text{тк}} \eta_{0\text{тк}}} \left(\frac{\eta_{\text{тк}} \eta_{0\text{тк}}}{\eta_{\text{тт}} \eta_{0\text{тт}}} - 1 \right) \Bigg]; \quad (6.26)$$

при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отпущенной в тепловую сеть,

$$\Delta b_3 = \frac{0,123}{\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{эм}}} \left[\alpha_{\text{т}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{тт}} \eta_{0\text{тт}}} - 1 \right) - \right. \\ \left. - \frac{\alpha}{Q} \frac{1}{\eta_{\text{тк}} \eta_{0\text{тк}}} \left(\frac{\eta_{\text{тк}} \eta_{0\text{тк}}}{\eta_{\text{тт}} \eta_{0\text{тт}}} - 1 \right) \right], \quad (6.27)$$

где $\alpha = Q_{\text{т}}/Q$ — доля отработавшей теплоты в полном отпуске теплоты от ТЭЦ; $\eta_{\text{тт}}$ и $\eta_{0\text{тт}}$ — термический и внутренний относительный КПД паротурбинной установки ТЭЦ; $\eta_{\text{тк}}$ и $\eta_{0\text{тк}}$ — те же показатели паротурбинной установки конденсационной электростанции.

Удельная экономия условного топлива за счет концентрации топливосжигания и централизация теплоснабжения определяется по формулам:

при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отданной абонентам,

$$\Delta b_{\text{т}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{с.т}}} \left(\frac{\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{с.т}}}{\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{с.к}}} - 1 \right); \quad (6.28)$$

при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отпущенной в тепловую сеть,

$$\Delta b_{\text{т}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{к.с}}} \left(\frac{\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{с.т}}}{\eta_{\text{к.с}} \eta_{\text{с.к}}} - 1 \right). \quad (6.29)$$

6.1.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

При вытеснении вторичными энергоресурсами (ВЭР) теплоты котельных установок удельная экономия условного топлива, кг/ГДж использованной теплоты,

$$\Delta b_{\text{т}} = 34,1/\eta_{\text{к}},$$

где $\eta_{\text{к}}$ — КПД вытесняемой котельной.

При вытеснении ВЭР теплоты, получаемой от ТЭЦ, удельная экономия условного топлива, кг/ГДж использованной теплоты [25],

$$\Delta b_{\text{т}} = 34,1/\eta_{\text{к.с}} - \Delta b_3.$$

Значение Δb_3 определяется по (6.27).

6.1.6. ВЫБОР КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОФИКАЦИИ

Коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{т}}$ — доля расчетной тепловой нагрузки ТЭЦ, удовлетворяемая от отборов турбин:

$$\alpha_{\text{т}} = Q'_{\text{отб}}/Q'_{\text{т}},$$

где $Q'_{\text{отб}}$ — расчетная тепловая нагрузка теплофикационных отборов турбин; $Q'_{\text{т}}$ — расчетная тепловая нагрузка ТЭЦ.

Выбор оптимального значения $\alpha_{\text{т}}$ как на стадии проектирования ТЭЦ, так и на отдельных этапах развития теплофикационной системы является задачей технико-экономического расчета.

На практике встречаются две разновидности этой задачи [25]:

1) задана расчетная тепловая нагрузка ТЭЦ $Q'_{\text{т}}$. Искомыми величинами являются ее оптимальная электрическая мощность N и расчетная тепловая мощность теплофикационных отборов $Q'_{\text{отб}}$;

2) заданы фактически установленная электрическая мощность и тепловая мощность отборов турбин $Q'_{\text{отб}}$. Искомой величиной является тепловая нагрузка $Q'_{\text{т}}$, которую целесообразно присоединить к данной ТЭЦ. Тепловая нагрузка, не присоединенная к ТЭЦ, удовлетворяется от районных котельных.

Первая задача решается обычно при разработке схем теплофикации вновь застраиваемых районов, когда определяется оптимальная мощность вновь проектируемой ТЭЦ. Вторая задача возникает при разработке проектов развития систем теплоснабжения сложившихся районов, когда по различным условиям (планировка территории, архитектурные особенности и др.) увеличение электрической мощности действующей ТЭЦ невозможно или сильно ограничено. Оптимальный коэффициент теплофикации $(\alpha_{\text{т}})_{\text{опт}}$ при первом условии задачи соответствует максимальной удельной экономии расчетных затрат, руб/год, при теплофикации по сравнению с раздельным энергоснабжением на одну единицу, МДж/с, присоединенной к ТЭЦ тепловой нагрузки. Оптимальный $(\alpha_{\text{т}})_{\text{опт}}$ при втором условии задачи соответствует максимальной полной экономии расчетных затрат.

При работе КЭС, ТЭЦ и районных котельных на органическом топливе одинаковой стоимости при применении серийных теплофикационных турбин значение $(\alpha_{\text{т}})_{\text{опт}}$ при первой формулировке задачи находится обычно в пределах 0,35—0,7. Нижний предел относится к условиям, когда начальные параметры на ТЭЦ существенно ниже, чем на КЭС, работающих в той же энергосистеме. Верхний предел

относится к одинаковым начальным параметрам ТЭЦ и КЭС.

В том случае, когда ТЭЦ и КЭС работают на разных видах топлива, причем ТЭЦ на более дорогом топливе (например, органическом), а КЭС на более дешевом (например, ядерном), значение $(\alpha_T)_{\text{опт}}$ снижается.

По найденному $(\alpha_T)_{\text{опт}}$ при первой формулировке задачи находится оптимальная удельная мощность ТЭЦ, отнесенная к единице присоединенной тепловой нагрузки:

$$(N_y)_{\text{опт}} = \psi (\alpha_T)_{\text{опт}} \varepsilon_T,$$

где ψ — коэффициент, учитывающий «привязанную» конденсационную мощность (обычно $\psi = 1,05 \div 1,1$); значение ε_T определяется по (6.5).

Оптимальная электрическая мощность ТЭЦ

$$N_{\text{опт}} = (N_y)_{\text{опт}} Q'_T.$$

При второй формулировке задачи значение $(\alpha_T)_{\text{опт}}$ получается обычно существенно ниже (в 1,2—1,4 раза), чем при первой.

6.2. ТЕПЛОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ

6.2.1. РАСХОД ТЕПЛОТЫ НА ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЮ

Согласно строительным нормам и правилам [21] максимальные часовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных зданий и сооружений должны определяться при проектировании тепловых сетей по расчетным расходам теплоты, приведенным в типовых или индивидуальных проектах соответствующих зданий или сооружений. При отсутствии таких данных расходы теплоты определяются расчетом.

Тепловые потери зданий, Дж/с,

$$Q = q_{0v} V (t_b - t_n),$$

где q_{0v} — отопительная характеристика здания (теплопотери 1 м³ здания при разности внутренней и наружной температур 1 К), Дж/(с·м³·К); V — наружный объем здания, м³; t_b и t_n — внутренняя и наружная температуры, К или °С.

Максимальный расход теплоты на отопление Q'_0 определяется по так называемому расчетному значению наружной температуры для отопления $t_{n.o.}$, равному значению средней температуры наиболее холодных пятидневок, взятых из восьми наиболее холодных зим за 50-летний период:

$$Q'_0 = q_{0v} V (t_{b.p} - t_{n.o.}), \quad (6.30)$$

где $t_{b.p}$ — расчетная внутренняя температура отапливаемых зданий, °С, принимаемая для жилых и общественных зданий 18 °С, а для производственных зданий — по характерной температуре в помещениях производственных цехов.

В табл. 6.2 приведены расчетные наружные температуры для ряда городов СССР [24].

Для пунктов, не указанных в табл. 6.2, расчетная наружная температура принимается на основании рис. 6.6. Для Кавказского побережья Черного моря и побережья Каспийского моря в пределах Азербайджанской ССР расчетная наружная температура для отопления принимается 5 °С.

Отопительные характеристики зданий определяются по материалам типовых серий зданий, примененных для застройки данного района. При отсутствии сведений о типовой серии зданий отопительные характеристики жилых зданий с учетом естественной вентиляции определяются по формуле [25]

$$q_{0v} = a\varphi/\sqrt[6]{V},$$

где V — объем здания по наружному обмеру, м³; a — постоянный коэффициент, зависящий от типа строительства; φ — коэффициент, учитывающий климатические условия.

Коэффициент a можно ориентировочно принимать равным, Дж/(с·м^{2,83}·К):

для кирпичных зданий	1,85
для зданий из сборного железобетона	2,3—2,6

Коэффициент φ зависит от расчетной наружной температуры для отопления $t_{n.o.}$: при $t_{n.o.} \geq -10$ °С $\varphi = 1,2$; при $-10 > t_{n.o.} > -20$ °С $\varphi = 1,1$; при -20 °С $> t_{n.o.} > -30$ °С $\varphi = 1,0$; при $t_{n.o.} < -30$ °С $\varphi = 0,9$; при неплотной застройке кварталов потери теплоты возрастают на 5—10 %.

Для ориентировочного расчета теплового потребления промышленных зданий можно принимать следующие значения отопительных характеристик q_{0v} , Дж/(с·м³·К), для всех климатических районов: для производственных промышленных зданий — 0,55—0,9; для непроизводственных промышленных зданий (складских помещений, контор) — 0,4.

Дополнительный расход топлива на просушку зданий составляет для первого отопительного сезона по сравнению с нормальным расходом: 12 % для зданий, вводимых в эксплуатацию в мае — июле; 20 % для зданий, вводимых в эксплуатацию в июле — августе; 25 % для зданий, вводимых в эксплуатацию в сентябре; 35 % для зданий, вводимых в эксплуатацию в период отопительного сезона.

Таблица 6.2. Климатические данные некоторых городов СССР

Город	Продолжительность отопительного периода n , сут	Отопительный период			Средняя температура самого холодного месяца, $^{\circ}\text{C}$	Лето	
		Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$				Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	
		расчетная для проектирования		средняя отопительного периода $t_{н\text{ ср}}$		средняя самого жаркого месяца	средняя в 13 ч само- го жарко- го месяца (ориен- тировоч- но)
		отопле- ния $t_{н о}$	венти- ляции $t_{н в}$				
Европейская часть СССР							
Архангельск	251	-32	-19	-4,7	-12,5	+15,5	—
Астрахань	172	-22	-8	-1,6	-6,8	+25,3	+29,3
Баку	119	-4	+1	+5,1	+3,8	+25,7	—
Брянск	206	-24	-13	-2,6	-8,5	+18,4	+22,6
Вильнюс	194	-23	-9	-0,9	-5,5	+18,0	—
Воронеж	199	-25	-14	-3,4	-9,3	+19,9	+24,1
Ворошиловград	180	-25	-10	-1,6	-6,6	+22,3	+27,4
Волгоград	182	-22	-13	-3,4	-9,2	+24,2	+28,6
Горький	218	-30	-16	-4,7	-12,0	+18,1	+21,6
Златоуст (Челябинская обл.)	232	-30	-20	-6,6	-15,4	+16,4	+20,6
Иваново	217	-28	-16	-4,4	-11,8	+17,4	+22,5
Казань	218	-30	-18	-5,7	-13,5	+19,0	+24,0
Калинин	219	-29	-15	-3,7	-10,4	+17,2	+21,6
Киев	187	-21	-10	-1,1	-5,9	+19,8	—
Киров	231	-31	-19	-5,8	-14,2	+17,8	+21,9
Кишинев	166	-15	-7	+0,6	-3,5	+21,5	—
Куйбышев	206	-27	-18	-6,1	-13,8	+20,7	+24,2
Курск	198	-24	-14	-3,0	-8,6	+19,3	+23,6
Ленинград	219	-25	-11	-2,2	-7,9	+17,8	—
Львов	183	-19	-7	+0,3	-3,9	+18,8	—
Магнитогорск	218	-34	-22	-7,9	-16,9	+18,3	+23,5
Махачкала	151	-14	-2	+2,6	-0,4	+24,7	—
Минск	203	-25	-10	-1,2	-6,9	+17,8	—
Москва	205	-25	-14	-3,2	-9,4	+19,3	+21,6
Мурманск *	281	-28	-18	-3,3	-10,1	+12,4	—
Нижний Тагил (Свердловская обл.)	238	-34	-21	-6,6	-16,1	+16,0	+21,5
Новороссийск	134	-13	-2	+4,4	+2,6	+23,7	—
Одесса	165	-17	-6	+1,0	-2,5	+22,2	—
Оренбург	201	-29	-20	-8,1	-14,8	+21,9	+26,9
Орск (Оренбургская обл.)	204	-29	-21	-7,9	-16,4	+21,3	+26,3
Пенза	206	-27	-17	-5,1	-12,1	+19,8	+24,1
Пермь	226	-34	-20	-6,4	-15,1	+18,1	+21,8
Петрозаводск	237	-29	-14	-2,9	-9,8	+16,6	—
Рига	205	-20	-9	-0,6	-5,0	+17,1	—
Ростов-на-Дону	175	-22	-8	-1,1	-5,7	+22,9	+27,4
Рязань	212	-27	-16	-4,2	-11,1	+18,8	+23,0
Саратов	198	-25	-16	-5,0	-11,9	+22,1	+25,7
Свердловск	228	-31	-20	-6,4	-15,3	+17,4	+21,1
Смоленск	210	-26	-13	-2,7	-8,6	+17,6	+21,1
Стерлитамак	210	-36	-20	-7,1	-15,2	+19,6	+24,6
Таллинн	221	-21	-9	-0,8	-5,5	+16,6	—
Тбилиси	152	-7	0	+4,2	+0,9	+24,4	—
Тула	207	-28	-14	-3,8	-10,1	+18,4	+22,6
Ульяновск	213	-31	-18	-5,7	-13,8	+19,6	+23,8

Продолжение табл. 6.2

Город	Продолжительность отопительного периода <i>n</i> , сут	Отопительный период			Средняя температура самого холодного месяца, °С	Лето	
		Температура воздуха, °С				Температура воздуха, °С	
		расчетная для проектирования		средняя отопительного периода <i>t</i> _{н ср}		средняя самого жаркого месяца	средняя в 13 ч самого жаркого месяца (ориентировочно)
		отопления <i>t</i> _{н.о}	вентиляции <i>t</i> _{н в}				
Уральск (Западно-Казахстанская обл.)	199	—30	—18	—6,5	—14,2	+22,6	+28,4
Уфа	211	—29	—19	—6,4	—14,1	+19,3	+23,4
Харьков	189	—23	—11	—2,1	—7,3	+20,8	+25,0
Челябинск	216	—29	—20	—7,1	—15,0	+18,8	+22,8

Азиатская часть СССР

Актюбинск	203	—31	—21	—7,3	—15,6	+22,3	—
Алма-Ата	166	—25	—10	—2,1	—7,4	+23,3	—
Барнаул	219	—39	—23	—8,3	—17,7	+19,7	+24,0
Владивосток	201	—25	—16	—4,8	—14,4	+20,0	—
Иркутск	241	—38	—25	—8,9	—20,9	+17,6	+22,6
Караганда	212	—32	—20	—7,5	—15,1	+20,3	+25,1
Красноярск	235	—40	—22	—7,2	—17,1	+18,7	+24,2
Кустанай	213	—35	—22	—8,7	—17,7	+20,2	+25,0
Минусинск (Красноярский край)	226	—42	—27	—9,5	—21,2	+19,6	+25,1
Новосибирск	227	—39	—24	—9,1	—19,0	+18,7	+23,0
Омск	220	—37	—23	—7,7	—19,2	+18,3	+23,0
Самарканд	132	—13	+3	+2,8	—0,3	+25,5	+33,1
Семипалатинск	202	—38	—21	—8,0	—16,2	+22,2	—
Ташкент	130	—15	—6	+2,4	—0,9	+26,9	+33,3
Тобольск (Тюменская обл.)	229	—36	—22	—7,0	—18,5	+18,0	+21,6
Томск	234	—40	—25	—8,8	—19,2	+18,1	+22,5
Тюмень	220	—35	—21	—5,7	—16,6	+18,6	+22,4
Хабаровск	205	—32	—23	—10,1	—22,3	+21,1	—
Целиноград	215	—35	—22	—8,7	—17,4	+20,2	+25,2
Чита	240	—38	—30	—11,6	—26,6	+18,8	—

Примечания: 1. Расчетная температура воздуха для проектирования отопления принята равной средней температуре наиболее холодных пятидневок из восьми наиболее холодных зим за 50 лет.

2. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции принята равной средней температуре воздуха наиболее холодного периода, составляющего 15 % общей продолжительности отопительного периода.

3. Продолжительность отопительного периода определена по числу дней с устойчивой среднесуточной температурой наружного воздуха +8 °С и ниже; для городов, отмеченных звездочкой, с температурой +5 °С и ниже.

4. Средняя температура наружного воздуха отопительного периода вычислена как средняя алгебраическая за отопительный период.

5. Исходные данные см. в [24].

При отсутствии данных о типе зданий, намечаемых к сооружению, расходы теплоты на отопление должны в соответствии со СНиП 2.04.07—86 [21] определяться по укрупненным показателям:

расчетный максимальный расход теплоты на отопление жилых зданий, Дж/с,

$$Q'_{0.ж} = q_0 A, \quad (6.31)$$

где $A_{0.ж}$ — общая площадь жилых зданий, м²; q_0 , Дж/(с·м²) — укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление 1 м² общей площади жилых зданий, принимаемый по табл. 6.3, рекомендуемой СНиП 2.04.07-86;

Таблица 6.3. Укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление 1 м² общей площади жилых зданий q₀, Дж/(с·м²)

Этаж- ность	Характе- ристика здания	Расчетная наружная температура для проектирования отопления $t_{н.о.}$, °С										
		- 5	- 10	- 15	- 20	- 25	- 30	- 35	- 40	- 45	- 50	- 55
Для постройки до 1985 г.												
1—2	Без внедре- ния энерго- сберегаю- щих меро- приятий	148	154	160	205	213	230	234	237	242	255	271
3—4		95	102	109	117	126	134	144	150	160	169	179
5 и более		65	70	77	79	86	88	98	102	109	115	122
1—2	При внедре- нии энерго- сберегаю- щих меро- приятий	147	153	160	194	201	218	222	225	230	242	257
3—4		90	97	103	111	119	128	137	140	152	160	171
5 и более		65	69	73	75	82	88	92	96	103	109	116

Для постройки после 1985 г.

1—2	По новым проектам	145	152	159	166	173	177	180	187	194	200	208
3—4		74	80	86	91	97	101	103	109	116	123	130
5 и более		65	67	70	73	81	87	87	95	100	102	108

Таблица 6.4. Число часов за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха, равной и ниже данной (для ориентировочных расчетов) [25]

Город	Температура наружного воздуха, °С										
	-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
Европейская часть СССР											
Архангельск	—	1	10	48	150	380	820	1580	2670	4300	6024
Астрахань	—	—	—	3	32	114	291	601	1238	2460	4128
Баку	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2860
Брянск	—	—	—	2	17	89	356	870	1730	3210	4950
Вильнюс	—	—	—	—	3	23	130	415	1040	2930	4650
Воронеж	—	—	—	7	34	144	470	1020	1850	3380	4780
Ворошиловград	—	—	—	1	8	61	222	605	1260	2760	4320
Волгоград	—	—	—	1	13	126	420	930	1650	3100	4368
Горький	—	—	2	25	99	281	685	1350	2320	3820	5230
Златоуст (Челябинская обл.)	—	—	5	48	190	490	1100	2050	3060	4200	5560
Иваново	—	—	5	42	102	275	635	1300	2070	3800	5210
Казань	—	—	1	20	117	328	790	1520	2480	3800	5230
Калинин	—	—	—	14	48	160	516	1080	2020	3620	5250
Киев	—	—	—	1	5	36	166	502	1128	2352	4484
Киров	—	—	6	61	173	428	960	1750	2790	4080	5550
Кишинев	—	—	—	—	—	2	46	226	615	2140	3980
Куйбышев	—	—	1	10	114	400	890	1490	2360	3780	4950
Курск	—	—	—	3	15	97	343	872	1740	3260	4750
Ленинград	—	—	—	—	21	83	273	708	1533	2878	5240
Львов	—	—	—	—	1	7	40	210	705	2260	4400
Магнитогорск	—	7	26	65	190	566	1250	2560	3360	4100	5250
Махачкала	—	—	—	—	—	3	18	72	260	1030	3620
Минск	—	—	—	4	19	71	232	635	1344	2745	4860
Москва	—	—	3	15	47	172	418	905	1734	3033	4910
Мурманск	—	—	—	6	38	135	452	1117	2276	4002	6740
Ниžний Тагил (Свердловская обл.)	—	5	19	50	154	465	1030	2340	3300	4080	5700
Новороссийск	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3220
Одесса	—	—	—	—	—	5	26	156	544	1950	3960

Продолжение табл. 6.4

Город	Температура наружного воздуха, °С										
	—45	—40	—35	—30	—25	—20	—15	—10	—5	0	+8
Оренбург	—	—	5	35	166	500	1060	1810	2640	3770	4820
Орск (Оренбургская обл.)	—	—	3	30	202	620	1250	2010	2760	3900	4890
Пенза	—	—	2	11	55	232	670	1420	2390	3670	4950
Пермь	—	3	15	75	220	504	1050	1840	2850	4080	5420
Петрозаводск	—	—	—	4	40	172	480	1070	2050	3890	5690
Рига	—	—	—	—	2	17	94	362	935	2880	4920
Ростов-на-Дону	—	—	—	—	5	41	178	494	1130	2720	4200
Рязань	—	—	1	13	58	187	540	1170	2080	3620	5100
Саратов	—	—	—	2	38	232	665	1320	2200	2570	4780
Свердловск	—	1	11	54	198	494	1070	1980	3020	4000	5470
Смоленск	—	—	—	2	23	112	381	964	1852	3241	5050
Таллинн	—	—	—	—	1	19	136	453	1132	2439	5300
Тбилиси	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3650
Тула	—	—	2	10	24	70	206	456	2440	3500	4960
Ульяновск	—	—	—	12	94	330	800	1560	2420	3660	5110
Уральск (Западно-Казахстанская обл.)	—	—	2	17	98	362	855	1570	2380	3620	4770
Уфа	—	—	5	40	160	436	980	1780	2770	3900	5060
Харьков	—	—	—	1	10	55	254	656	1420	3060	4550
Челябинск	—	—	7	39	166	520	1110	1950	2930	2980	5180
<i>Азиатская часть СССР</i>											
Актюбинск	—	—	1	22	154	480	1060	1760	2610	3800	4900
Алма-Ата	—	—	12	31	122	300	622	1102	1810	2820	4000
Барнаул	1	12	52	170	415	792	1430	2260	3120	4130	5250
Владивосток	—	—	—	—	2	91	518	1350	2210	3320	4820
Иркутск	—	7	58	172	458	864	1730	2600	3300	4320	5780
Караганда	—	3	35	109	276	584	1070	1870	2820	4020	5080
Красноярск	1	18	82	210	468	828	1360	2110	3000	4050	5650
Кустанай	—	3	8	75	320	776	1430	2220	3080	4050	5110
Минусинск (Красноярский край)	—	25	105	282	600	1065	1660	2390	3140	4130	5430
Новосибирск	—	15	89	205	488	910	1550	2430	3290	4270	5450
Омск	1	6	64	195	485	950	1660	2480	3310	4250	5280
Самарканд	—	—	—	—	—	—	10	74	298	744	3170
Семипалатинск	—	6	49	130	320	692	1280	2000	2860	3860	4850
Ташкент	—	—	—	—	—	7	54	178	459	1206	3120
Тобольск (Тюменская обл.)	—	6	43	158	386	820	1500	2360	3290	4070	5500
Томск	3	17	82	228	500	932	1600	2500	3360	4400	5600
Тюмень	—	5	25	118	294	670	1270	2120	3050	4050	5280
Хабаровск	—	—	2	53	348	1050	1880	2600	3240	3900	4920
Чита	—	22	146	478	1050	1800	2540	3160	3840	4400	5760

расчетный максимальный расход теплоты на отопление общественных зданий, Дж/с,

$$Q'_{0.об} = k_1 Q'_{0.ж}, \quad (6.32)$$

где k_1 — коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий (при отсутствии данных принимают $k_1 = 0,25$).

Расход теплоты на вентиляцию зданий, Дж/с,

$$Q_B = q_B V (t_B - t_H),$$

где q_B — вентиляционная характеристика здания, т. е. расход теплоты на вентиляцию 1 м³ здания при разности внутренней и наружной температур 1 °С, Дж/(с·м³·К).

Вентиляционную характеристику q_B принимают по проектам или результатам испытания систем вентиляции. При отсутствии таких данных вентиляционная характеристика q_B может быть определена по формуле

$$q_B = mc (V_B/V),$$

где m — кратность обмена воздуха, 1/с или 1/ч; c — объемная теплоемкость воздуха, $c = 1,25$ кДж/(м³·К); V_v — вентилируемый объем здания, м³; V — наружный объем здания, м³.

Максимальный расход теплоты на вентиляцию

$$Q'_v = q_v V (t_{v.p} - t_{n.v}), \quad (6.33)$$

где $t_{n.v}$ — расчетная наружная температура для вентиляции (см. табл. 6.2).

При отсутствии исходных данных о типе постройки и кратности обмена воздуха в вентилируемых помещениях максимальный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий определяется по СНиП 2.04.07-86 [21] по формуле

$$Q'_{v.об} = k_1 k_2 q_0 A,$$

где k_1 — см. (6.32); k_2 — коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать: для общественных зданий, построенных до 1985 г., $k_2 = 0,4$, после 1985 г. $k_2 = 0,6$.

Годовой расход теплоты на отопление и вентиляцию определяется как сумма произведений часовых расходов теплоты при разных паружных температурах на длительность стояния наружных температур. Ориентировочные значения последних для ряда городов СССР приведены в табл. 6.4.

6.2.2. РАСХОД ТЕПЛОТЫ НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

Расход теплоты на бытовое горячее водоснабжение жилых и общественных зданий и предприятий коммунального обслуживания определяется по нормам расхода горячей воды, приведенным в [21, 22].

Среднесуточный расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, кДж/сут, в отопительный период

$$Q_{г.з}^{cp.c} = 1,2m(a+b)(t_r - t_{x.з})c_p^{cp},$$

где m — расчетное количество потребителей; a — норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55 °С на одного человека, кг/сут, проживающего в здании с горячим водоснабжением, принимаемая в зависимости от степени комфортности зданий в соответствии со СНиП 2.04.01-85; b — норма расхода воды на горячее водоснабжение, потребляемой в общественных зданиях, при температуре 55 °С, принимаемая в размере 25 кг/сут на 1 чел; t_r — температура горячей воды, подаваемой в систему горячего водо-

снабжения, принимаемая равной 55 °С; $t_{x.з}$ — температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С); c_p^{cp} — удельная теплоемкость воды, 4,19 кДж/(кг·К).

По СНиП 2.04.01-75 температуру горячей воды в местах водоразбора следует принимать [22]:

не ниже 55 °С для систем централизованного горячего водоснабжения, присоединяемых к открытым системам теплоснабжения;

не ниже 50 °С для систем централизованного горячего водоснабжения, присоединяемых к закрытым системам теплоснабжения;

не ниже 55 °С для систем местного горячего водоснабжения;

не выше 75 °С для систем, указанных в первых трех пунктах.

При отсутствии данных принимают $t_{x.з} = 5$ °С.

Ниже приведены средние значения норм потребления горячей воды a , кг/чел·сут:

Жилые здания квартирного типа, оборудованные:	
умывальниками, мойками и душами	85—100
ваннами	105—120
То же с повышенными требованиями к благоустройству	115—130
Общезначительные с общими душевыми, столовыми и прачечными	80
Гостиницы с душевыми в номерах	140
Гостиницы с ванными в номерах	180
Больницы, санатории, дома отдыха	120

Средняя нагрузка горячего водоснабжения в отопительный период, кДж/с,

$$Q_{г.з}^{cp} = \frac{Q_{г.з}^{cp.c}}{24 \cdot 3600} = \frac{1,2m(a+b)c_p^{cp}(t_r - t_{x.з})}{86400}.$$

При $t_r - t_{x.з} = 50$ °С $Q_{г.з}^{cp} = 2,9m(a+b) \cdot 10^{-3}$.

Расчетная максимальная тепловая нагрузка горячего водоснабжения

$$Q_{г.з}^p = \kappa Q_{г.з}^{cp},$$

где κ — расчетный коэффициент часовой неравномерности; ориентировочно для жилых и общественных зданий принимают $\kappa = 2,2$ (СНиП 2.04.07-86 [21]).

Средние за отопительный сезон расходы теплоты на отопление и вентиляцию

$$Q_o^{cp} = Q'_o \frac{t_{v.p} - t_{cp.o}}{t_{v.p} - t_{n.o}};$$

$$Q_v^{cp} = Q'_v \frac{t_{v.p} - t_{cp.o}}{t_{v.p} - t_{n.v}}.$$

где $Q'_o, Q'_в$ — расчетные (максимальные) расходы теплоты соответственно на отопление и вентиляцию [см. (6.30) и (6.33)]; $t_{ср.о}$ — средняя наружная температура отопительного периода (для городов СССР приведена в табл. 6.2).

Средний расход теплоты на горячее водоснабжение в летний период

$$Q_{г.л}^{ср} = Q_{г.з}^{ср} \frac{t_{г.} - t_{х.л}}{t_{г.} - t_{х.з}} \beta,$$

где $Q_{г.з}^{ср}$ — средний расход теплоты на горячее водоснабжение в отопительный период; $t_{х.л}$ — температура холодной водопроводной воды в летний период (при отсутствии данных принимают $t_{х.л} = 15^\circ\text{C}$); β — коэффициент, учитывающий изменение расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по от-

ношению к расходу воды в отопительный период (при отсутствии данных принимают для жилищно-коммунального сектора $\beta = 0,8$; для предприятия $\beta = 1$; для курортов и южных городов $\beta = 1,5$).

При определении расчетных (максимальных) тепловых нагрузок источников централизованного теплоснабжения (ТЭЦ и районных котельных) расход теплоты на горячее водоснабжение учитывается по среднему значению за отопительный период.

В табл. 6.5 приведены расчетные тепловые нагрузки на одного жителя для разных климатических районов СССР. Годовые расходы теплоты жилыми и общественными зданиями:

$$Q_o^{\text{год}} = Q_o^{\text{ср}} n_o;$$

на вентиляцию

$$Q_v^{\text{год}} = Q_v^{\text{ср}} n_v;$$

Т а б л и ц а 6.5. Расчетная тепловая нагрузка на одного жителя, кДж/с (Мкал/ч) (для ориентировочных расчетов)

Тепло- потребление	Район				Примечание
	Сибирь, Урал и север европейской части СССР	Средняя полоса европейской части СССР и север Средней Азии	Юг евро- пейской части СССР	Крым, Кавказ и юг Средней Азии	
Отопление и вентиляция жи- лых зданий	1,44(1,23)	1,28(1,10)	1,04(0,90)	0,82(0,70)	—
Отопление и вентиляция об- щественных зданий	0,35(0,30)	0,31(0,27)	0,28(0,24)	0,20(0,175)	—
Горячее водоснабжение	0,32(0,275)	0,32(0,275)	0,32(0,275)	0,32(0,275)	Дома с ван- нами
Бани	0,03(0,026)	0,03(0,026)	0,03(0,26)	0,03(0,026)	—
Прачечные	0,07(0,06)	0,07(0,06)	0,07(0,06)	0,07(0,06)	—
Предприятия общественного питания	0,18(0,15)	0,18(0,15)	0,18(0,15)	0,18(0,15)	Полный пан- сион (трех- разовое пи- тание)
Итого	2,39(2,04)	2,19(1,88)	1,92(1,65)	1,62(1,39)	

П р и м е ч а н и я: 1. Расчетные наружные температуры для отопления, $^\circ\text{C}$: Сибирь, Урал и север европейской части СССР — 35; средняя полоса европейской части СССР, север Средней Азии — 25; юг европейской части СССР — 15; Крым, Кавказ и юг Средней Азии — 5.

2. Отопительная характеристика жилых зданий $q_0 = 0,49 \text{ Дж/(с} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{K)}$.

3. Объем жилых зданий на одного жителя 55 м^3 . Расчетный расход теплоты на вентиляцию жилых зданий равен 10 % расчетного расхода теплоты на отопление.

4. Объем общественных зданий на одного жителя 12 м^3 . Расчетный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий равен 25 % расчетного расхода теплоты на отопление.

5. Расход горячей воды равен 100 л на одного жителя в сутки. Температура горячей воды 60°C .

6. Расход теплоты на баню 25 000 кДж на одну помывку; две помывки на жителя в месяц и 15 ч использования максимума тепловой нагрузки в сутки.

7. Расход теплоты на прачечную 6700 кДж на 1 кг сухого белья; 16 кг сухого белья на 1 чел в месяц и 15 ч использования максимума в сутки.

8. Расход теплоты на общественное питание 3140 кДж на 1 чел/сут и 5 ч использования максимума в сутки.

Таблица 6.6. Годовой расход теплоты на одного жителя, ГДж (для ориентировочных расчетов)

Потребление	Район				Примечание
	Сибирь, Урал и север европейской части СССР	Средняя полоса европейской части СССР и север Средней Азии	Юг европейской части СССР	Крым, Кавказ и юг Средней Азии	
Отопление и вентиляция жилых зданий	13,90	11,0	6,90	3,85	—
Отопление и вентиляция общественных зданий	3,40	2,60	1,60	1,15	—
Горячее водоснабжение	8,15	8,15	8,15	8,15	Дома с ваннами
Бани	0,65	0,64	0,64	0,64	—
Прачечные	1,24	1,24	1,24	1,24	—
Предприятия общественного питания	1,17	1,17	1,17	1,17	Полный пансион
Итого	28,50	24,80	19,70	16,20	—

Примечания: 1. Длительность отопительного сезона, ч: Сибирь, Урал и север европейской части СССР — 5400; средняя полоса европейской части СССР и север Средней Азии — 4800—4600; юг европейской части СССР — 3800—3200; Крым, Кавказ и Средняя Азия — 3000—2600.

2. Число часов использования расчетной тепловой нагрузки: бани и прачечные — 5000, предприятия общественного питания — 1800.

на горячее водоснабжение

$$Q_{\text{г}}^{\text{год}} = Q_{\text{г.з}}^{\text{ср}} n_0 + Q_{\text{г.л}}^{\text{ср}} (n - n_0),$$

где n_0 — продолжительность отопительного периода, с или ч; $n_{\text{в}}$ — продолжительность работы вентиляции в течение отопительного периода, с или ч (при отсутствии данных принимают для общественных зданий $n_{\text{в}} = 0,75 n_0$); n — длительность работы горячего водоснабжения в течение года (при отсутствии данных принимают $n = 30 \cdot 10^6 \text{ с} = 8400 \text{ ч}$).

В табл. 6.4 приведена средняя длительность стояния различных наружных температур за отопительный период в ряде городов СССР.

В табл. 6.6 приведены годовые расходы теплоты на одного жителя для разных климатических районов СССР, которыми можно пользоваться для ориентировочных расчетов.

6.3. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

6.3.1. ВОДЯНЫЕ СИСТЕМЫ

Для транспортирования теплоты на большие расстояния в качестве теплоносителя используется вода или водяной пар.

Для водяной системы теплоснабжения ха-

рактерны: большая удельная комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления; сохранение конденсата на электростанции; возможность транспорта теплоты на большие расстояния; возможность центрального регулирования основной тепловой нагрузки путем изменения температурного или гидравлического режима; более высокий КПД вследствие отсутствия в абонентских установках потерь конденсата и пара, имеющих место в паровых системах; повышенная аккумулирующая способность водяной системы.

Основные недостатки водяных систем: большой расход электроэнергии на перекачку по сравнению с расходом электроэнергии на перекачку конденсата в паровых системах (этот недостаток имеет существенное значение, когда теплоснабжение ведется непосредственно от котельных; при теплофикации перерасход электроэнергии на перекачку воды перекрывается выигрышем на комбинированном производстве электроэнергии на электростанции); большая чувствительность к авариям; утечки теплоносителя из водяных систем в 20—40 раз больше, чем в паровых сетях, из-за большей плотности среды; большая масса теплоносителя и жесткая гидравлическая связь между всеми точками системы, что со-

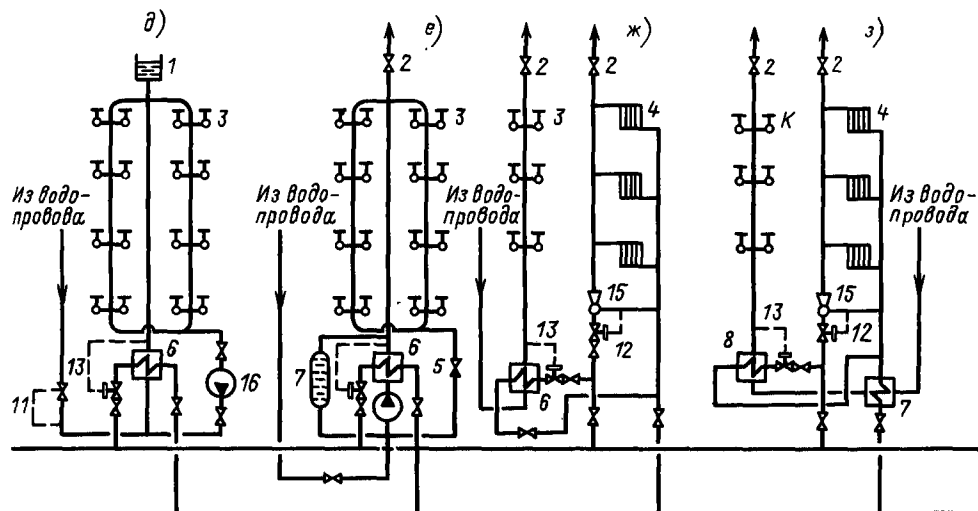
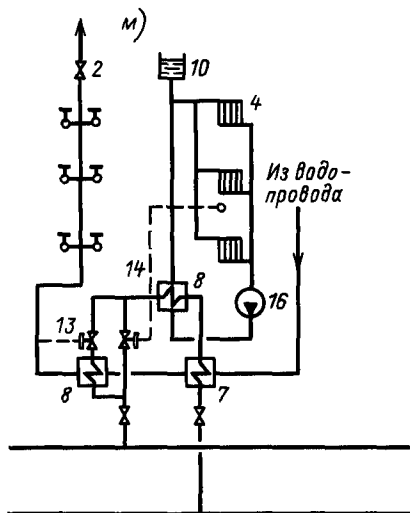


Рис. 6.7. Закрытая двухтрубная водяная система теплоснабжения: схемы присоединений:

а — независимая отопительной установки без смешения О (З); б — независимая отопительной установки со струйным смешением О (ЗСС); в — зависимая отопительной установки с насосным смешением О (ЗНС); г — независимая отопительной установки О (Н); д — установки горячего водоснабжения с верхним аккумулятором Г (АВ); е — установки горячего водоснабжения с нижним аккумулятором Г (АН); ж — параллельная установки горячего водоснабжения и отопительной установки по зависимой схеме со струйным смешением О (ЗСС) Г (П); з — двухступенчатая смешанная установки горячего водоснабжения и отопительной установки по зависимой схеме со струйным смешением О (ЗСС) Г (ДС); и — двухступенчатая последовательная установки горячего водоснабжения и отопительной установки по зависимой схеме со струйным смешением О (ЗСС) Г (ДП); к — предвключенная установки горячего водоснабжения и отопительной установки О (ЗСС) Г (ПР); л — О (ЗСО, НС) Г (ДП); м — О (Н) Г (ДП); 1 — аккумулятор горячей воды; 2 — воздушный кран; 3 — водоразборный кран; 4 — отопительный радиатор; 5 — обратный затвор; 6 — подогреватель; 7, 8 — подогреватели горячего водоснабжения нижней и верхней ступеней; 9 — отопительный подогреватель; 10 — расширительный резервуар; 11 — регулятор давления «после себя»; 12—14 — регуляторы расхода температуры и отопления; 15 — элеватор; 16 — насос; 17 — подпиточный насос; 18 — сетевой насос; 19 — регулятор подпитки; 20 — теплофикационный подогреватель; 21 — пиковый котел



систем теплоснабжения: стабильное качество поступающей в абонентские установки горячей воды, не отличающееся от качества водопроводной воды; простота санитарного контроля местных установок горячего водоснабжения и контроля плотности теплофикационной системы.

Основные недостатки закрытых систем теплоснабжения: сложность оборудования и эксплуатации абонентских вводов горячего водоснабжения; коррозия местных установок

горячего водоснабжения из-за поступления в них недеаэрированной водопроводной воды; выпадение накипи в водо-водяных подогревателях и трубопроводах местных установок горячего водоснабжения при водопроводной воде с повышенной карбонатной жесткостью ($J_{\text{ж}} \geq 5 \text{ мг-экв/кг}$).

При определенном качестве водопроводной воды приходится при закрытых системах теплоснабжения принимать меры для повышения антикоррозионной стойкости местных

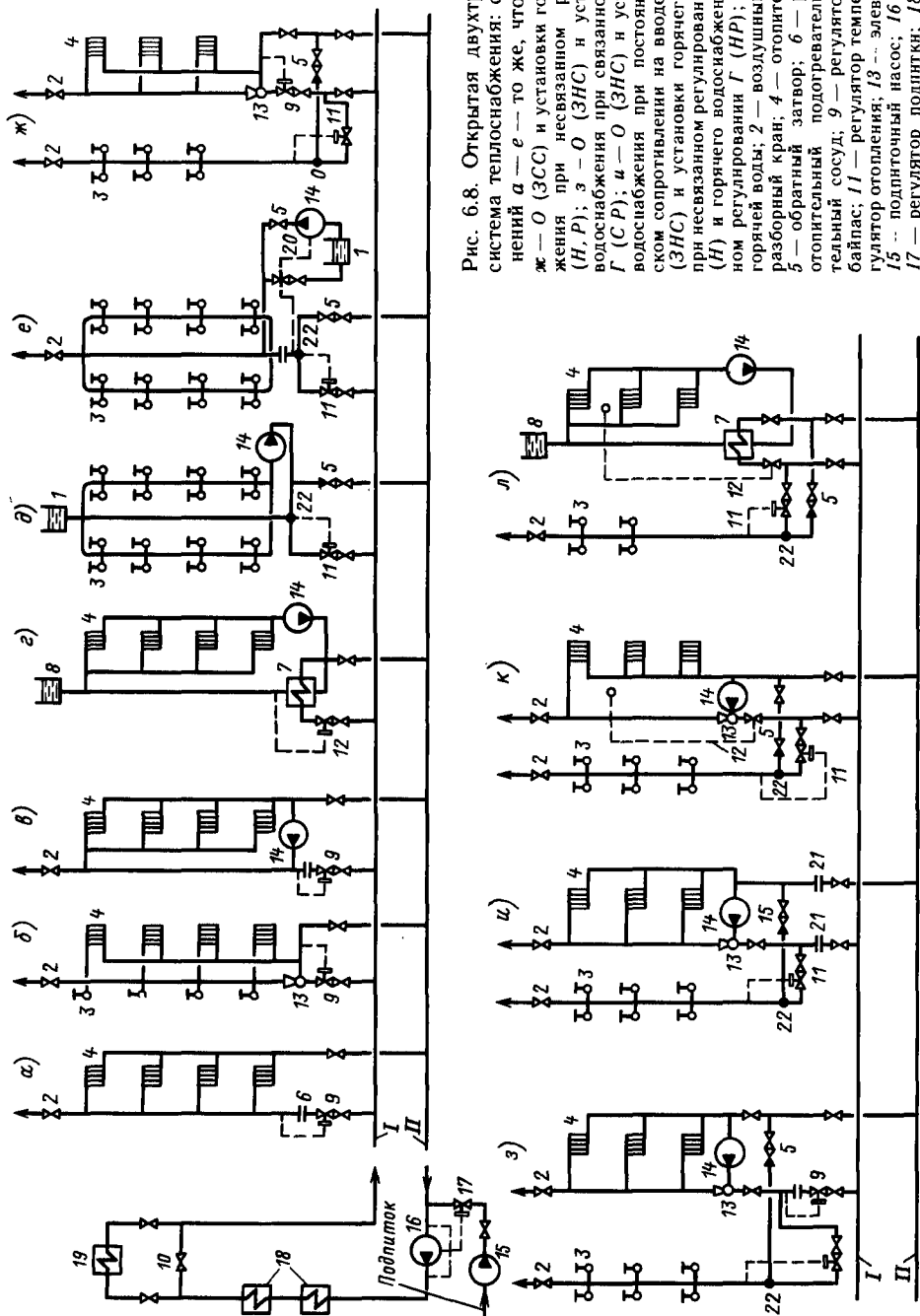


Рис. 6.8. Открытая двухтрубная водная система теплоснабжения: схемы присоединений а — е — то же, что и на рис. 6.7; ж — О (ЗСС) и установок горячего водоснабжения при несвязанном регулировании Γ (Н, Р); з — О (ЗНС) и установок горячего водоснабжения при связанном регулировании Γ (С, Р); и — О (ЗНС) и установок горячего водоснабжения при постоянном гидравлическом сопротивлении на входе Γ (П, С); к — О (ЗНС) и установок горячего водоснабжения при несвязанном регулировании Γ (Н, Р); л — О (Н) и горячего водоснабжения при несвязанном регулировании Γ (Н, Р); 1 — аккумулятор горячей воды; 2 — воздушный кран; 3 — водоразборный кран; 4 — отопительный радиатор; 5 — обратный затвор; 6 — расходомер; 7 — отопительный подогреватель; 8 — расширительный сосуд; 9 — регулятор расхода; 10 — байпас; 11 — регулятор температуры; 12 — регулятор отопления; 13 — элеватор; 14 — насос; 15 — подпиточный насос; 16 — сетевой насос; 17 — регулятор подпитки; 18 — теплофикационный подогреватель; 19 — пиковый котел; 20 — пусковое устройство; 21 — постоянное гидравлическое сопротивление; 22 — смеситель

установок горячего водоснабжения или устанавливать на абонентских вводах специальные устройства для обескислороживания или стабилизации водопроводной воды и для защиты от зашламления.

Основные достоинства открытых водяных систем теплоснабжения: возможность использования для горячего водоснабжения низкопотенциальных (при температуре ниже 30—40 °С) тепловых ресурсов промышленности; упрощение и удешевление абонентских вводов и повышение долговечности местных установок горячего водоснабжения; возможность использования для транзитного транспорта теплоты однотрубных линий.

Основные недостатки открытых систем теплоснабжения: усложнение и удорожание станционного оборудования из-за необходимости сооружения водоподготовительных установок и подпиточных устройств, рассчитанных на компенсацию расходов воды на горячее водоснабжение. Водоподготовка должна обеспечить осветление, умягчение, деаэрацию и бактериологическую обработку воды; нестабильность воды, поступающей в водозабор, по санитарным показателям; усложнение санитарного контроля за системой теплоснабжения и увеличение его объема; усложнение контроля герметичности системы теплоснабжения.

Коррозионная активность необработанной горячей водопроводной воды характеризуется тремя основными показателями: 1) индексом равновесного насыщения воды карбонатом кальция (индексом насыщения J); 2) концентрацией растворенного в воде кислорода O_2 , кг/кг; 3) суммарной концентрацией в воде хлоридов и сульфатов $Cl + SO_4$, мг/кг.

Индекс насыщения

$$J = pH - pH_s,$$

где pH — фактический показатель концентрации ионов водорода (по анализам воды); pH_s — показатель pH воды в состоянии равновесного насыщения карбонатом кальция.

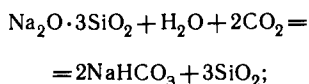
Неравенство $pH < pH_s$ указывает, что содержание CO_2 в воде превышает равновесную концентрацию. Такая вода коррозионно агрессивна. Она препятствует образованию на поверхности трубопроводов в процессе эксплуатации защитной карбонатной пленки. При отсутствии защитной пленки вода имеет непосредственный контакт с металлом трубопровода. При наличии в воде кислорода происходит коррозия стальных труб; CO_2 способствует интенсификации кислородной коррозии.

Характер требуемой в зависимости от качества и материала труб обработки воды, рекомендуемой СНиП 2.04.07-86, приведен в табл. 6.7.

Применяются следующие методы местной противокоррозионной обработки воды для горячего водоснабжения: вакуумная деаэрация (ВД), силикатная обработка воды (С), а также противонакипная — магнитная обработка воды (М).

В вакуумдеаэрационной установке холодная вода в виде пленки или струй проходит через головку деаэратора, в которой поддерживается глубокий вакуум. При этом содержание кислорода в воде снижается в 10—20 раз — до 1—0,5 мг/кг.

При *силикатной обработке* в водопроводную воду вводится трисиликат натрия. Взаимодействие трисиликата натрия с растворенной в воде свободной углекислотой CO_2 протекает по реакции



Na_2O связывает свободную углекислоту, растворенную в воде, и таким образом устраняет коррозионную агрессивность воды благодаря увеличению pH воды и соответственному увеличению индекса насыщения J . Каждый миллиграмм $Na_2O \cdot 3SiO_2$ связывает 0,36 мг CO_2 , образуя 0,7 мг $NaHCO_3$. Кроме того, на поверхности трубопровода откладывается в виде пленки 0,75 мг SiO_2 . Допускаемая санитарная норма концентрации SiO_2 в воде для горячего водоснабжения — до 25—30 мг/л, что эквивалентно 35—40 мг/л $Na_2O \cdot 3SiO_2$.

В зависимости от числа параллельно проложенных трубопроводов, используемых для транспортирования теплоты, водяные системы теплоснабжения делятся на *однотрубные* (рис. 6.9 и 6.10), *двухтрубные* (см. рис. 6.7 и 6.8), *трехтрубные* и *многотрубные*. Минимальное число трубопроводов в открытой системе теплоснабжения — один, в закрытой системе — два.

Выбор системы теплоснабжения (закрытой или открытой) производится на основании технико-экономических расчетов с учетом качества исходной водопроводной воды, степени обеспеченности ею и обязательного условия поддержания требуемого качества горячей воды у потребителей. Закрытая система имеет преимущественное применение при следующих показателях исходной водопроводной воды: индекс насыщения $J > -0,5$, карбонатная жесткость $J_k < 7$ мг-экв/кг, $(Cl + SO_4) \leq 200$ мг/кг.

Открытая система имеет преимущественное применение при окисляемости исходной водопроводной воды $O < 4$ мг/кг.

При дальнейшем транспорте теплоты в районах с большой нагрузкой горячего водоснаб-

Т а б л и ц а 6.7. Рекомендуемые способы обработки воды для централизованного горячего водоснабжения в закрытых системах теплоснабжения по СНиП 2.04.07-86

Показатели качества исходной водопроводной воды (средние за год)			Способы противокоррозионной и противонакипной обработки воды в зависимости от качества материала труб		
Индекс насыщения карбонатом кальция / при 60 °С	(Cl + SO ₄), мг/кг	Перманганатная окисляемость, мг О ₂ /кг	Стальные трубы без покрытия совместно с оцинкованными трубами	Оцинкованные трубы	Стальные трубы с внутренними неметаллическими покрытиями или термостойкие пластмассовые трубы
$I < -1,5$	≤ 50	0—6	ВД	ВД	—
$I < -1,5$	> 50	0—6	ВД+С	ВД+С	—
$-1,5 \leq I < -0,5$	≤ 50	0—6	С	С	—
$-0,5 \leq I \leq 0$	≤ 50	0—6	С	—	—
$0 < I \leq 0,5$	≤ 50	> 3	С	—	—
$0 < I \leq 0,5$	≤ 50	≤ 3	С+М	М	М
$I > 0,5$	≤ 50	0—6	М	М	М
$-1,5 \leq I \leq 0$	51—75	0—6	С	С	—
$-1,5 \leq I \leq 0$	76—150	0—6	ВД	С	—
$-1,5 \leq I \leq 0$	> 150	0—6	ВД+С	ВД	—
$0 < I \leq 0,5$	51—200	> 3	С	С	—
$0 < I \leq 0,5$	51—200	≤ 3	С+М	С+М	М
$0 < I \leq 0,5$	> 200	> 3	ВД	ВД	—
$0 < I \leq 0,5$	> 200	≤ 3	ВД+М	ВД+М	М
$I > 0,5$	51—200	0—6	С+М	С+М	М
$I > 0,5$	201—350	0—6	ВД+М	С+М	М
$I > 0,5$	> 350	0—6	ВД+М	ВД+М	М

П р и м е ч а н и я: 1. ВД — вакуумная деаэрация; С — силикатная обработка воды; М — магнитная обработка воды. Знак «—» означает, что обработка воды не требуется.

2. Содержание хлоридов (Cl) в исходной водопроводной воде согласно ГОСТ 2874-82 не должно превышать 350 мг/кг, а сульфатов (SO₄) — 500 мг/кг.

3. Использование для горячего водоснабжения исходной воды с перманганатной окисляемостью более 6 мг/кг, как правило, не допускается.

4. Если в исходной воде концентрация свободной углекислоты (CO₂) превышает 10 мг/кг, то следует после вакуумной деаэрации проводить подщелачивание.

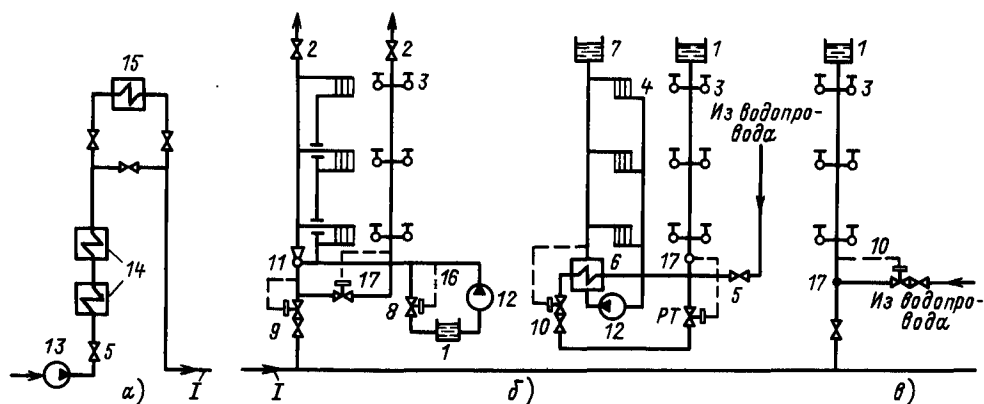


Рис. 6.9. Однотрубная водная система теплоснабжения:

схемы присоединений: а — отопительной установки по зависимой схеме О (ЗСС) и установки горячего водоснабжения с нижним аккумулятором Г (АН); б — отопительной установки по независимой схеме О (Н) и установки горячего водоснабжения с верхним аккумулятором Г (АВ); в — установка горячего водоснабжения с верхним аккумулятором Г (АВ); 1 — аккумулятор горячей воды; 2 — воздушный кран; 3 — водоразборный кран; 4 — отопительный радиатор; 5 — обратный затвор; 6 — отопительный подогреватель; 7 — расширительный сосуд; 8 — регулятор давления «до себя»; 9 — регулятор расхода; 10 — регулятор температуры; 11 — элеватор; 12 — насос; 13 — подпиточный насос; 14 — теплофикационный подогреватель; 15 — пиковый котел; 16 — пусковое устройство; 17 — смеситель

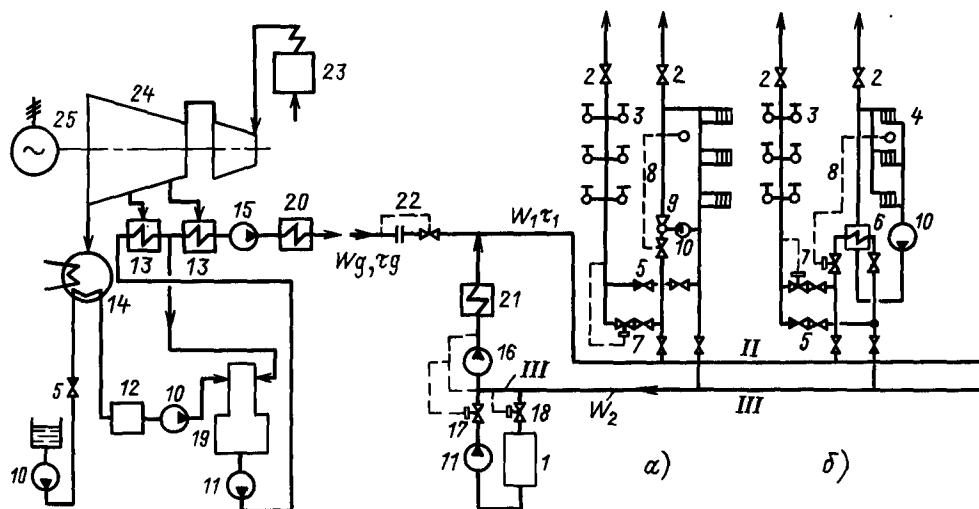


Рис. 6.10. Водяная система теплоснабжения с однотрубной транзитной и двухтрубной распределительной сетью:

схемы присоединений: а — О (ЗСС, НГ) Г (НР); б — О (Н) Г (НР); 1 — аккумулятор горячей воды; 2 — воздушный кран; 3 — водоразборный кран; 4 — отопительный радиатор; 5 — обратный затвор; 6 — отопительный подогреватель; 7 — регулятор температуры; 8 — регулятор отопления; 9 — элеватор; 10 — насос; 11 — подпиточный насос; 12 — химводоочистка; 13 — теплофикационные подогреватели; 14 — конденсатор; 15 — сетевой насос ТЭЦ; 16 — сетевой насос пиковой котельной; 17 — регулятор подпитки; 18 — регулятор дренажа; 19 — деаэрактор; 20 — пиковая котельная ТЭЦ; 21 — пиковая котельная района; 22 — регулятор расхода; 23 — энергетический котел; 24 — теплофикационная турбина; 25 — электрогенератор

жения при наличии вблизи ТЭЦ или котельной источников воды с низкой окисляемостью ($O < 4 \text{ мг/кг}$) экономически оправдывается применение открытой системы теплоснабжения с однотрубным (однонаправленным) транзитом и двухтрубной городской тепловой сетью.

6.3.2. ПАРОВЫЕ СИСТЕМЫ

Паровые системы теплоснабжения сооружают двух типов: с возвратом конденсата (рис. 6.11 и 6.13) и без него (рис. 6.12). В системах с *возвратом конденсата* конденсат отводится из тепловых приборов абонентов в сборные баки, откуда подается по конденсатопроводу на электростанцию. В системах *без возврата конденсата* он отводится из тепловых приборов абонентов и используется в абонентских установках для горячего водоснабжения.

По числу параллельно проложенных паропроводов паровые системы делятся на *однотрубные*, *двухтрубные* и *многотрубные*. В однотрубных паровых системах (рис. 6.11 и 6.12) пар подается во все абонентские установки и по одному общему паропроводу. Однотрубные паровые системы применяют в тех случаях, когда всем потребителям требуется пар

одного давления, тепловая нагрузка постоянна в течение круглого года и допустимы перемены в подаче пара потребителям.

Двухтрубные паровые системы применяют при недопустимости перемены в подаче пара (рис. 6.13). Двухтрубные паровые системы позволяют обеспечивать круглогодичную подачу пара абонентам, останавливая на ремонт каждый из паропроводов в отдельности; подавать потребителям района пар разных давлений; в периоды малых тепловых нагрузок (например, летом) выключать из работы один из паропроводов и тем самым снижать тепловые потери сети.

Системы сбора конденсата делятся на *закрытые* (рис. 6.14) и *открытые* (рис. 6.15). В закрытых системах конденсат в конденсатопроводах и сборных баках находится под избыточным давлением и не имеет сообщения с атмосферой. Избыточное давление паровой подушки в сборных баках конденсата принимается в пределах 5–10 кПа. В открытых системах конденсат имеет сообщение с атмосферой. Недостатком открытых систем является коррозия конденсатопроводов, вызываемая кислородом, растворенным в конденсате.

Для ослабления процесса аэрации конденсата в открытых системах применяют сле-

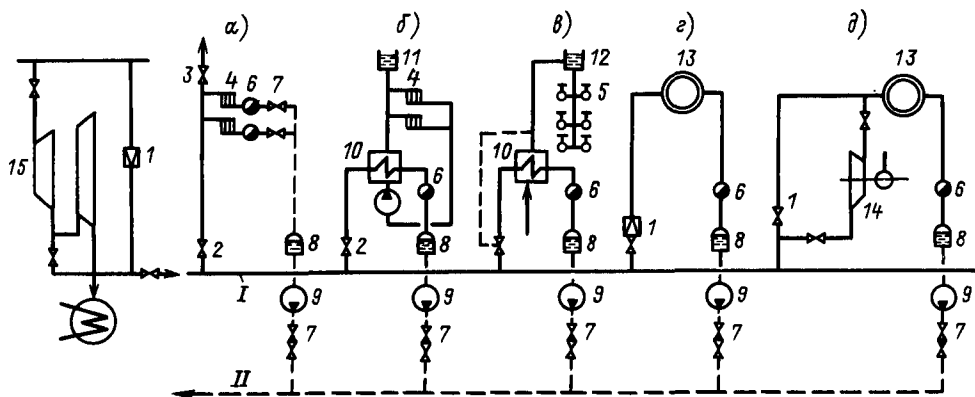


Рис. 6.11. Однотрубная паровая система теплоснабжения с возвратом конденсата:

схемы присоединений: а — паровой отопительной установки по зависимой схеме; б — водяной отопительной установки по независимой схеме; в — установки горячего водоснабжения; г — технологических аппаратов; д — технологических аппаратов с местной термокомпрессией; 1 — редукционно-охладительная установка (РОУ); 2 — регулирующий клапан; 3 — отопительный прибор; 4 — воздушный кран; 5 — водоразборный кран; 6 — конденсатоотводчик; 7 — обратный затвор; 8 — конденсатосборник; 9 — насос; 10 — подогреватель; 11 — расширительный резервуар; 12 — аккумулятор горячей воды; 13 — технологический аппарат; 14 — механический термокомпрессор; 15 — турбоустановка; I — паропровод; II — конденсатопровод

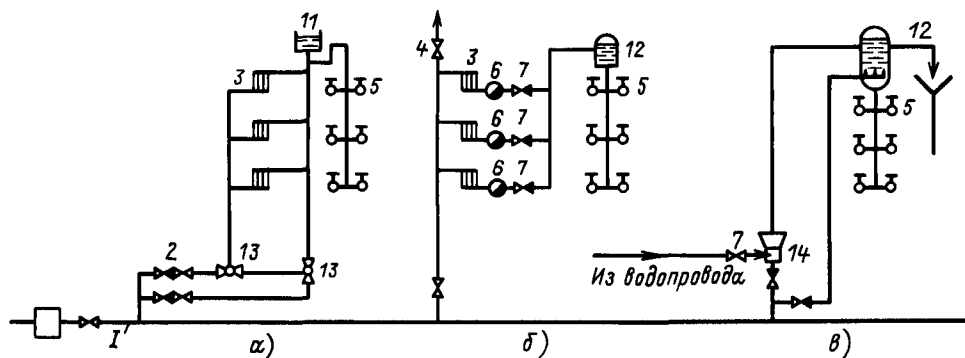


Рис. 6.12. Однотрубная паровая система без возврата конденсата:

схемы присоединений: а — водяной отопительной установки и установки горячего водоснабжения; б — паровой отопительной установки и установки горячего водоснабжения; в — установки горячего водоснабжения; 1 — паропровод; 13 — паровый инжектор; 14 — струйный подогреватель; остальные условные обозначения те же, что на рис. 6.11

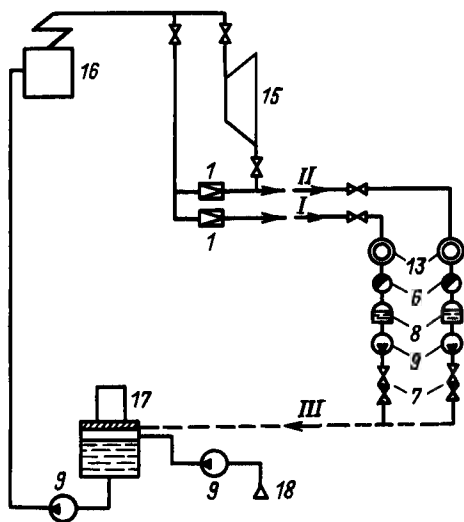


Рис. 6.13. Двухтрубная паровая система с возвратом конденсата:

16 — котел; 17 — деаэратор; 18 — химводоочистка; I — паропровод повышенного давления; II — паропровод низкого давления; III — конденсатопровод; остальные условные обозначения те же, что на рис. 6.11

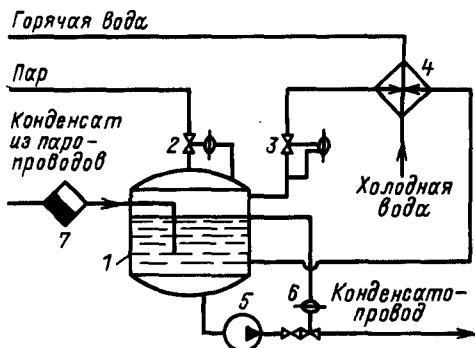


Рис. 6.14. Закрытая конденсатосборная установка:

1 — закрытый конденсатор; 2 — регулятор давления «после себя»; 3 — регулятор давления «до себя»; 4 — паропровод; 5 — конденсатный насос; 6 — регулятор уровня; 7 — конденсатотводчик

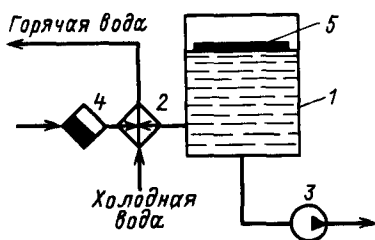


Рис. 6.15. Открытая конденсатосборная установка:

1 — конденсатор; 2 — водоводяной подогреватель; 3 — конденсатный насос; 4 — конденсатотводчик; 5 — поплавок

дующие мероприятия: температуру конденсата, поступающего в сборные баки, поддерживают близкой к 100°C ; конденсат вводят в открытые сборные баки под уровень жидкости; в сборном баке помещают поплавок для значительного сокращения поверхности контакта конденсата с воздухом.

6.3.3. СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Схемы тепловых сетей зависят от размещения источников теплоты (ТЭЦ или котельных) по отношению к району теплового потребления, характера тепловой нагрузки района и вида теплоносителя.

При выборе схемы тепловой сети исходят из условий надежности и экономичности, стремясь к получению наиболее простой конфигурации сети и наименьшей длины тепловых сетей. В том случае, когда по характеру техно-

логического процесса допустимы кратковременные (до 24 ч) перерывы в подаче пара, наиболее экономичной и достаточно надежной является прокладка одноструйного паропровода с конденсатопроводом.

Водяные сети в городах обслуживают большое количество потребителей — тысячи присоединенных зданий, расположенных на значительной площади. В связи с этим для снижения возможных потерь сетевой воды при авариях на магистралях устанавливают запорные задвижки (с электро- или дистанционным приводом) как на выводах с электростанции (котельной), так и через определенные интервалы по длине магистрали. На водяных транзитных магистралях, не имеющих ответвлений, задвижки устанавливают через 2—3 км (секционирование магистралей). На магистральных участках, имеющих ответвления, запорные задвижки устанавливают через одно-два ответвления. Запорные задвижки устанавливают также на всех ответвлениях в местах их присоединения к магистралям.

Смежные магистрали водяных тепловых сетей должны быть блокированы перемычками с пропускной способностью, рассчитанной на аварийное резервирование. В необходимых случаях на перемычках или на участках магистральных сетей устанавливают резервирующие насосные подстанции.

По СНиП II 36—73 допускается снижение подачи теплоты в аварийных условиях до 70 % суммарного расчетного расхода (максимального часового на отопление и среднедневного на горячее водоснабжение). Для предприятий, на которых не допускаются перерывы в подаче теплоты, должны предусматриваться дублированные или кольцевые схемы тепловых сетей. Расчетные аварийные расхо-

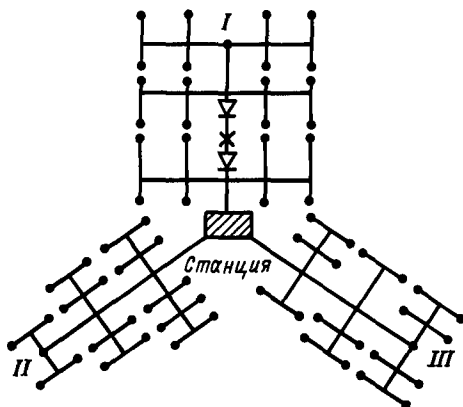


Рис. 6.16. Радиальная тепловая сеть

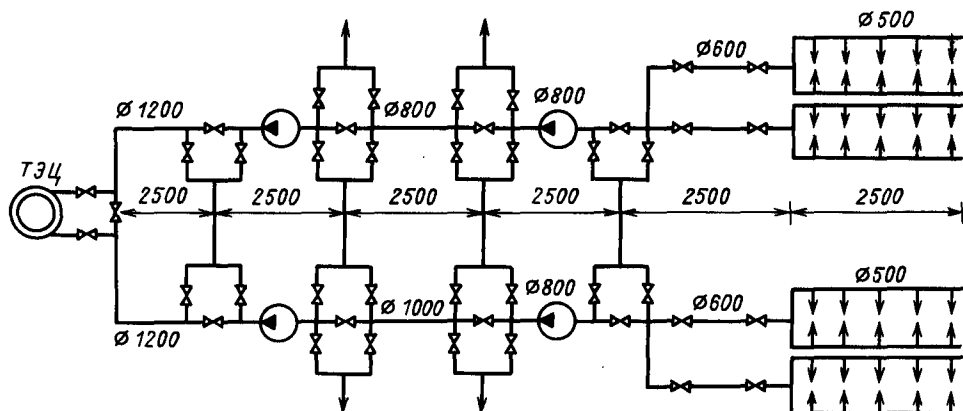


Рис. 6.17. Схема тепловой сети с блокировочными связями и резервирующими насосными подстанциями (источник теплоты ТЭЦ 500 МВт с расчетным отпуском теплоты 1800 МДж/с, радиус действия 15 км)

ды теплоты должны приниматься в соответствии с режимом работы предприятий.

Время, ч, необходимое для восстановления поврежденного участка магистральной подземной тепловой сети [4],

$$z_p = 6[1 + (0,5 + 1,5l) d^{1,2}],$$

где l — длина секции между задвижками, км;
 d — диаметр теплопровода, м.

Время z_p включает установление места повреждения, локализацию поврежденной секции магистрали, дренаж из нее сетевой воды, проведение ремонта, наполнение сетевой водой, включение в работу.

На восстановление повреждения на действующем магистральном теплопроводе диаметром 0,6 м при расстоянии между секционирующими задвижками 2 км затрачивается около 18 ч. За такой период на значительной территории Советского Союза (кроме Крайнего Севера и Северо-Востока) при наличии автономной циркуляции воды у абонентов и закрытых входных дверей в подъездах зданий не возникает опасности замораживания отопительных установок жилых и общественных зданий.

В рассматриваемых условиях для тепловых сетей диаметром 600 мм и ниже принимается радиальная лучевая схема с уменьшением диаметра сети по мере распределения воды по ответвлениям (рис. 6.16). Такая сеть является наиболее дешевой, требует наименьшего расхода металла и проста в эксплуатации. По этой же причине в тепловых сетях от мощных ТЭЦ с несколькими магистралями большого диаметра предусматривают блокировочные переключатели между магистралями

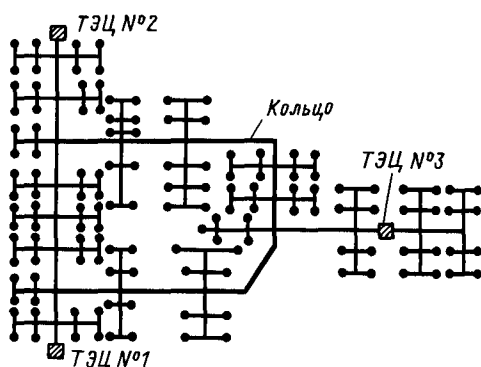


Рис. 6.18. Кольцевая тепловая сеть от трех теплоэлектроцентралей

и резервирующие насосные подстанции только на участках диаметром выше 600 мм (рис. 6.17).

В зданиях особой категории, к которым относятся больницы, детские учреждения, картинные галереи, на случай аварии в тепловой сети должна быть предусмотрена возможность подачи 100 % расхода теплоты от резервных источников (местных котельных, газовых или электрических нагревателей) или отопительные системы этих зданий должны быть присоединены к линиям, питаемым от двух независимых магистралей тепловой сети.

При теплоснабжении крупных городов от нескольких ТЭЦ предусматривается их взаимное резервирование путем соединения блокировочными связями магистралей большого диаметра разных ТЭЦ (рис. 6.18). В такую

же систему могут быть объединены тепловые сети ТЭЦ и крупных районных или промышленных котельных.

Независимо от блокирующих связей между магистралями в городах с развитой нагрузкой горячего водоснабжения целесообразно соорудить переемы между смежными внутриквартальными ответвлениями для резервирования нагрузки горячего водоснабжения в период летнего ремонта тепловых сетей.

6.4. РЕЖИМЫ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ И МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

6.4.1. ПАРАМЕТРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

В паровых сетях осуществляется только местное регулирование отпуска теплоты.

В водяных тепловых сетях основное регулирование отпуска теплоты осуществляется централино следующими способами:

изменением температуры воды в подающем трубопроводе без регулирования расхода воды (*качественное регулирование*);

изменением расхода сетевой воды при сохранении постоянной температуры воды в подающем трубопроводе (*количественное регулирование*);

изменением температуры воды в подающем трубопроводе с соответствующим изменением расхода воды (*качественно-количественное регулирование*).

По СНиП 2.04.07-86 [21] центральное качественное регулирование в системах теплоснабжения с преобладающей (более 65 %) жилищно-коммунальной нагрузкой должно приниматься по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, а при тепловой нагрузке жилищно-коммунального сектора менее 65 % суммарной тепловой нагрузки и доле средней нагрузки горячего водоснабжения менее 15 % расчетной нагрузки отопления — по нагрузке отопления.

Для корректирования центрального регулирования в водяных тепловых сетях проводится дополнительно *групповое* или *местное* регулирование на *групповых тепловых подстанциях* (пунктах) или *местных тепловых подстанциях* (пунктах) зданий, а также *индивидуальное* регулирование на отдельных агрегатах и приборах.

В формулах, приведенных в § 6.4, приняты следующие обозначения: Q_o , Q_a — расходы теплоты на отопление и вентиляцию при произвольной температуре наружного возду-

ха, Дж/с; Q_r , Q_r^{cp} , Q_r^b , Q_r^p — произвольный, среднесуточный, балансовый и расчетный расходы теплоты на горячее водоснабжение, Дж/с; $\rho = Q_r/Q_o$, $\rho_{cp} = Q_r^{cp}/Q_o$, $\rho_b = Q_r^b/Q_o$ и $\rho_p = Q_r^p/Q_o$ — отношения соответственно произвольного, среднесуточного, балансового и расчетного расходов теплоты на горячее водоснабжение к расчетному расходу теплоты на отопление; G_o , G_a — расходы воды на отопление и вентиляцию при произвольной температуре наружного воздуха, кг/с; $W_o = G_o c_p^{cp}$, $W_a = G_a c_p^{cp}$ — эквиваленты расхода воды на отопление и вентиляцию при произвольной температуре наружного воздуха, Дж/(с·К); c_p^{cp} — средняя теплоемкость воды, Дж/(кг·К); G_r , G_r^{cp} , G_r^b , G_r^p — произвольный, среднесуточный, балансовый и расчетный расходы сетевой воды на горячее водоснабжение (при закрытой системе — через подогреватели горячего водоснабжения), кг/с; $W_r = G_r c$, $W_r^{cp} = G_r^{cp} c$, $W_r^b = G_r^b c$, $W_r^p = G_r^p c$ — эквиваленты расхода сетевой воды на горячее водоснабжение, Дж/(с·К); G , G^{cp} , G^b , G^p — произвольный, среднесуточный, балансовый и расчетный суммарные (на отопление и горячее водоснабжение) расходы сетевой воды, кг/с; $W = Gc$, $W^{cp} = G^{cp} c$, $W^b = G^b c$, $W^p = G^p c$ — суммарные эквиваленты расхода сетевой воды, Дж/(с·К); $G_{r,a}$, $G_{r,a}^{cp}$, $G_{r,a}^b$, $G_{r,a}^p$ — произвольный, среднесуточный, балансовый и расчетный расходы воды, поступающей в местную систему горячего водоснабжения, кг/с; $W_{r,a} = G_{r,a} c$, $W_{r,a}^{cp} = G_{r,a}^{cp} c$, $W_{r,a}^b = G_{r,a}^b c$, $W_{r,a}^p = G_{r,a}^p c$ — эквиваленты расхода воды, поступающей в местные установки горячего водоснабжения, Дж/(с·К) (в открытых системах теплоснабжения $G_{r,a} = G_r$; $W_{r,a} = W_r$); t_a — температура воздуха внутри помещения, °С; $t_{a,p}$ — расчетная температура воздуха внутри помещений, °С; t_n — произвольная (текущая) температура наружного воздуха, °С; $t_{n,o}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С; $t_{n,a}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, °С; $t_{n,i}$ — температура наружного воздуха в точке излома графика температур воды, °С; t_1 — температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети, °С; $t_{o,1}$ — температура воды в подающем трубопроводе перед элеватором или смесительным насосом, °С; t_c — температура воды в подающем трубопроводе местных систем отопления после смешения, °С; $t_{o,2}$ — температура сетевой воды в обратном трубопроводе местных систем отопления, °С; $t_{a,2}$ — температура сетевой воды в обратном

трубопроводе после местной системы вентиляции, °C; τ_{r2} — температура сетевой воды в обратном трубопроводе после подогревателя горячего водоснабжения, °C; $\tau_{0.н} = 0,5 (\tau_c + \tau_{02})$ — средняя температура нагревательных приборов систем отопления, °C; $\tau_k = 0,5 (\tau_{r1} + \tau_{в2})$ — средняя температура вентиляционных калориферов, °C; τ_r — температура горячей воды, поступающей в местную систему горячего водоснабжения, °C; τ_x — температура холодной воды, поступающей в местную систему горячего водоснабжения (в закрытых системах), °C; t_n — температура местной воды после нижней ступени двухступенчатого подогревателя горячего водоснабжения при произвольном расходе теплоты на горячее водоснабжение, °C; k_o, k_b, k_r — коэффициенты теплопередачи нагревательных приборов систем отопления, калориферов и подогревателей горячего водоснабжения, Вт/(м²·K) и — коэффициент смешения (инжекции) элеватора — отношение расхода инжектируемой воды к расходу рабочей воды; n — длительность работы отопительных систем в течение суток, с/сут или ч/сут.

Обозначения расходов теплоты Q , сетевой воды G , эквивалентов расхода сетевой воды W , температур $\tau_1, \tau_{01}, \tau_{02}, \tau_{r2}, \tau_{оп}, \tau_k$, коэффициентов теплопередачи k_o, k_b, k_r , относящиеся к произвольной (текущей) температуре наружного воздуха t_n , дополнительных индексов не имеют. Те же величины при расчетной наружной температуре для проектирования отопления $t_{н.о}$ обозначают одним штрихом, при температуре наружного воздуха для проектирования вентиляции $t_{н.в}$ — двумя штрихами и при температуре наружного воздуха в точке излома графика $t_{н.к}$ — тремя штрихами.

6.4.2. ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И АБОНЕНТСКИХ УСТАНОВОК

Тепловая нагрузка конвективных теплообменных аппаратов и отопительных систем всех видов, Дж/с

$$Q = \varepsilon W_n \nabla, \quad (6.34)$$

где ε — безразмерная удельная тепловая нагрузка; W_n — меньшее значение эквивалентов расхода теплообменивающихся сред, Дж/(с·K); ∇ — максимальная разность температур между греющими и нагреваемыми теплоносителями на входе в аппарат, K.

Безразмерная удельная тепловая нагрузка (эффективность) [25]

$$\varepsilon = 1 / \left(a \frac{W_m}{W_6} + b + \frac{1}{\omega} \right) \leq \varepsilon_*, \quad (6.35)$$

где W_6 — большее значение эквивалентов расхода теплообменивающихся сред, Дж/(с·K); a, b — коэффициенты, зависящие от схемы движения теплоносителей в теплообменнике (рис. 6.19, 6.20), $b = 0,65$; значения коэффициента a в зависимости от схем движения теплоносителей следующие [25]:

Схема движения теплоносителей

Противоток, рис. 6.19, а и б	0,35
Прямоток, рис. 6.19, в и г	0,65
Перекрестный ток:	
рис. 6.20, а и б	0,425
рис. 6.20, в	0,5
рис. 6.20, г и д	0,55

Режимный коэффициент (число единиц переноса)

$$\omega = kF / W_m; \quad (6.36)$$

здесь k, F — коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·K), и площадь поверхности нагрева теплообменника, м²; ε_* — безразмерная тепловая нагрузка аппарата с бесконечно большой поверхностью нагрева: при противотоке $\varepsilon_* = 1$; при перекрестном токе, если оба теплоносителя не перемешиваются (рис. 6.20, а), $\varepsilon_* = 1$; если один теплоноситель W_m перемешивается, другой W_6 не перемешивается (рис. 6.20, в),

$$\varepsilon_* = 2 / \left[1 + \left(\frac{W_m}{W_6} \right)^2 + \sqrt{1 + \left(\frac{W_m}{W_6} \right)^2} \right];$$

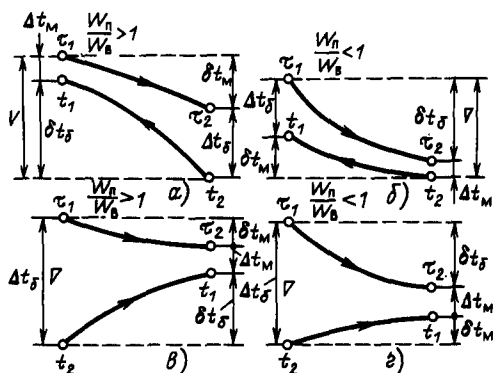


Рис. 6.19. Изменение температуры теплоносителей в противоточных и прямоточных аппаратах:

а, б — противоточные аппараты; в, г — прямоточные аппараты; W_n — эквивалент расхода первичного (греющего) теплоносителя; W_6 — эквивалент расхода вторичного (нагреваемого) теплоносителя

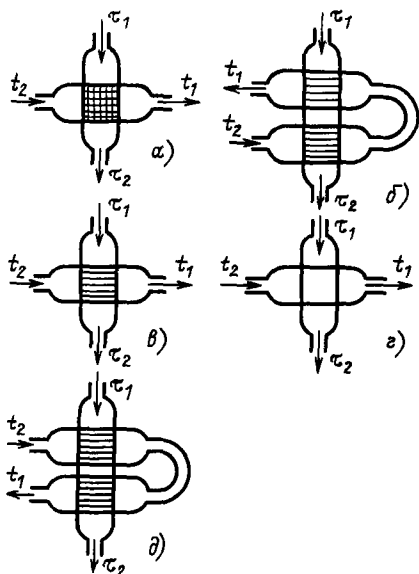


Рис. 6.20. Схемы движения теплоносителей при перекрестном токе:

а — оба теплоносителя без перемешивания; б — два хода одного теплоносителя без перемешивания противотоком и один ход другого теплоносителя с перемешиванием; в — один ход одного теплоносителя без перемешивания и один ход другого теплоносителя с перемешиванием; г — оба теплоносителя с перемешиванием; д — два хода одного теплоносителя без перемешивания прямотоком и один ход другого теплоносителя с перемешиванием

если перемешивается только теплоноситель с большим значением эквивалента расхода W_6 ,

$$\varepsilon = 2 / \left[1 + \left(\frac{W_m}{W_6} \right) + \sqrt{1 + \left(\frac{W_m}{W_6} \right)^2} \right].$$

При прямотоке (рис. 6.19, в и г)

$$\varepsilon_* = 1 / \left(1 + \frac{W_m}{W_6} \right).$$

Для соблюдения неравенства в правой части формулы (6.35) пользуются следующим правилом: если по (6.35) получается $\varepsilon < \varepsilon_*$, то это значение ε и принимается для дальнейших расчетов; если получается $\varepsilon > \varepsilon_*$, то для дальнейших расчетов принимают $\varepsilon = \varepsilon_*$.

В том случае, когда в процессе теплообмена изменяется агрегатное состояние одного из теплоносителей (пароводяные подогреватели, паровоздушные калориферы, испарители с водяным обогревом и т. д.), $W_6 = \infty$

и формула (6.35) принимает вид

$$\varepsilon = 1 / \left(b + \frac{1}{\omega} \right) \leq \varepsilon_* \quad (6.37)$$

В этом случае для всех схем движения теплоносителей $\varepsilon_* = 1$.

В том случае, когда в процессе теплообмена изменяется агрегатное состояние обоих теплоносителей, $\varepsilon W_m = kF$ и формула (6.34) принимает вид

$$Q = kF \nabla. \quad (6.38)$$

Безразмерная удельная тепловая нагрузка отопительных установок

$$\varepsilon = 1 / \left(\frac{0,5 + u}{1 + u} + \frac{1}{\omega} \right) \leq 1. \quad (6.39)$$

Значение ω определяется по формуле (6.36), где W_m — эквивалент расхода сетевой воды, поступающей в элеватор или другое смесительное устройство, Дж/(с·К); u — коэффициент смешения (инжекции).

При определении тепловой нагрузки отопительной системы (расхода теплоты на отопление) по формуле (6.34) принимают $\nabla = t_{01} - t_b$.

С достаточной для практических расчетов точностью можно принять [25]:

для секционных водо-водяных подогревателей

$$kF = \Phi \sqrt{W_6 W_m}; \quad (6.40)$$

для пароводяных подогревателей

$$kF = \Phi \sqrt{W}, \quad (6.41)$$

где W — эквивалент расхода воды;

для воздушных калориферов с водяным обогревом при турбулентном движении теплоносителя

$$kF = \Phi W_n^{0,15} W_b^{0,5}, \quad (6.42)$$

где W_n , W_b — эквиваленты расхода воды и воздуха;

для радиаторных отопительных систем

$$kF = \Phi \bar{Q}_0^{n(1+n)}, \quad (6.43)$$

где $\bar{Q}_0 = Q_0/Q'_0$; n — показатель степени, связывающий коэффициент теплопередачи нагревательных приборов с температурным напором в приборе (в зависимости от типа нагревательных приборов и схемы их включения значение показателя степени n изменяется от 0,17 до 0,33; в среднем $n=0,25$); Φ — параметр теплообменного аппарата или отопительной системы — величина практически постоянная, определяемая на основе формул (6.34) — (6.43) по данным испытаний или рас-

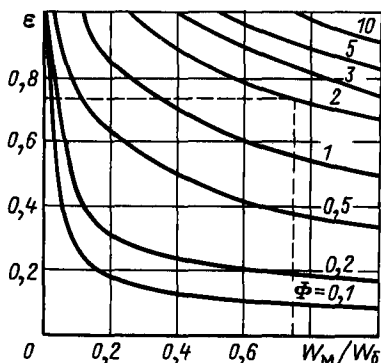


Рис. 6.21. Безразмерная удельная тепловая нагрузка противоточных водо-водяных подогревателей $\varepsilon = f(\Phi, W_m/W_6)$: $W_m/W_6 = 0,75$; $\Phi = 2,0$; $\varepsilon = 0,705$

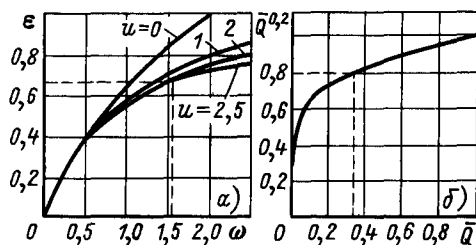


Рис. 6.22. Безразмерная удельная тепловая нагрузка отопительных систем: а — $\varepsilon = f(u, \omega)$; б — $\bar{Q}^{0,2} = f(\bar{Q})$; $u = 2,2$; $\omega = 1,55$; $\varepsilon = 0,67$

чета одного или нескольких режимов.

На основе зависимостей (6.35), (6.36) и (6.40) безразмерная тепловая нагрузка противоточных водо-водяных подогревателей (рис. 6.21) определяется по формуле [25]

$$\varepsilon = 1 / \left(0,35 \frac{W_m}{W_6} + 0,65 + \frac{1}{\Phi} \sqrt{\frac{W_m}{W_6}} \right) \leq 1. \quad (6.44)$$

Зависимость ε отопительной системы от ω и u , построенная по формулам (6.39) и (6.43), показана на рис. 6.22.

6.4.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ НА ОТОПЛЕНИЕ

Периодический отпуск теплоты может применяться в пределах располагаемой аккумулирующей способности отапливаемых зда-

ний, при которой внутренняя температура поддерживается в зоне комфорта.

Установившийся тепловой режим систем отопления при всех методах непрерывного регулирования определяется уравнением

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{t_b - t_n}{t_{b.p} - t_{n.o}} = \frac{W'_0}{W'_o} \times \times \frac{\tau_{o1} - \tau_{o2}}{\tau'_{o1} - \tau'_{o2}} = \frac{k_o}{k'_o} \frac{\tau_{o.p} - t_b}{\tau'_{o.p} - t_{b.p}}$$

Длительность ежесуточной подачи теплоты на отопление, ч/сут, при периодической работе

$$n = Q_0^{\text{сут}} / (3600 Q_0),$$

где $Q_0^{\text{сут}}$ — теплотопотери здания, Дж/сут; Q_0 — подача теплоты, Дж/с. Более подробно см. разд. 7 кн. 4 настоящей серии.

Тепловая нагрузка отопительной установки, присоединенной к тепловой сети по зависимой схеме (рис. 6.23), при любом режиме

$$\bar{Q}_0 = \frac{\tau_{o1} - t_b}{\frac{\Delta t'_o}{\bar{Q}_0^{0,2}} + \frac{0,5 + u}{1 + u} \frac{\delta \tau'_o}{\bar{W}_o}}, \quad (6.45)$$

$$\text{где } \bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0}; \quad \bar{W}_o = \frac{W_o}{W'_o};$$

$$\Delta t'_o = \tau'_{o.p} - t_{b.p}; \quad \delta \tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2}.$$

При установившемся тепловом режиме

$$t_b = t_n + \Delta t'_p \bar{Q}_0,$$

$$\text{где } \Delta t'_p = t_{a.p} - t_{n.o}.$$

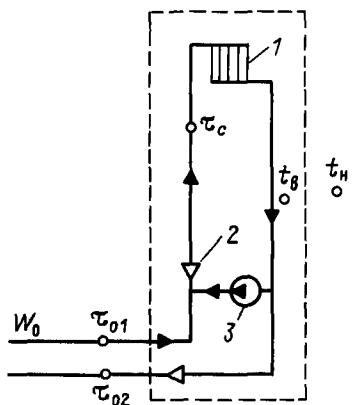


Рис. 6.23. Присоединение отопительной установки к тепловой сети по зависимой схеме: 1 — отопительный прибор; 2 — элеватор; 3 — смешивательный насос

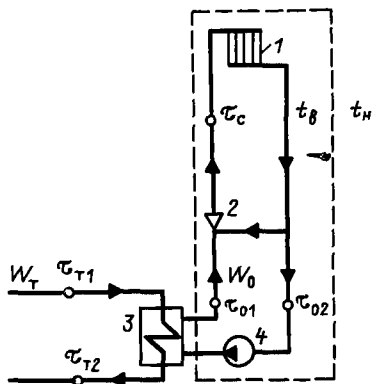


Рис. 6.24. Присоединение отопительной установки к тепловой сети по независимой схеме: 1 — отопительный прибор; 2 — элеватор; 3 — теплообменник; 4 — насос

В этих условиях

$$\bar{Q}_0 = (\tau_{01} - t_n) / \left(\Delta t'_p + \frac{\Delta t'_o}{\bar{Q}_0^{0.2}} + \frac{0.5 + u}{1 + u} \frac{\delta \tau'_o}{\bar{W}_o} \right). \quad (6.46)$$

Тепловая нагрузка отопительной установки, присоединенной к тепловой сети по независимой схеме (рис. 6.24), при любом режиме

$$\bar{Q}_0 = (\tau_{\tau 1} - t_b) / \left(\frac{\Delta t'_o}{\bar{Q}_0^{0.2}} - \frac{0.5}{1 + u} \frac{\delta \tau'_o}{\bar{W}_o} + \frac{W'_o}{W'_\tau} \frac{\delta \tau'_o}{\epsilon_\tau} \right) \quad (6.47)$$

где $\tau_{\tau 1}$ — температура первичного (греющего) теплоносителя на входе в теплообменник, °C; W'_τ — меньшее значение эквивалентов расхода теплообменивающих сред в теплообменнике, Дж/(с·K); ϵ_τ — безразмерная удельная тепловая нагрузка отопительного теплообменника.

При установившемся тепловом режиме

$$\bar{Q}_0 = (\tau_{\tau 1} - t_n) / \left(\Delta t'_p + \frac{\Delta t'_o}{\bar{Q}_0^{0.2}} - \frac{0.5}{1 + u} \frac{\delta \tau_o}{\bar{W}_o} + \frac{W'_o}{W'_\tau} \frac{\delta \tau'_o}{\epsilon_\tau} \right).$$

Центральное качественное регулирование отпуска теплоты на отопление широко применяется в городах при двухтрубных водяных тепловых сетях. Уравнения температурных графиков центрального качественного регулирования отопительной нагрузки при зависи-

мой схеме присоединения (рис. 6.23) при отопительных приборах со свободной конвекцией, рассчитанные на основе уравнения (6.45) из условий $\bar{W}_o = 1$; $t_a = t_{в.р}$; $\bar{Q}_o = \frac{t_{в.р} - t_n}{t_{в.р} - t_{н.о}}$, следующие (рис. 6.25 и табл. 6.8):

$$\tau_{01} = t_{в.р} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0.8} + \left(\delta \tau'_o - \frac{\theta'}{2} \right) \bar{Q}_o; \quad (6.48)$$

$$\tau_{02} = t_{в.р} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0.8} - \frac{\theta'}{2} \bar{Q}_o; \quad (6.49)$$

$$\tau_c = t_{в.р} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0.8} + \frac{\theta'}{2} \bar{Q}_o, \quad (6.50)$$

$$\text{где } \theta' = \tau'_c - \tau'_{o2}; \quad u = \frac{\delta \tau'_o}{\theta'} - 1.$$

При нагревательных приборах с принудительной конвекцией воздуха (калориферы воз-

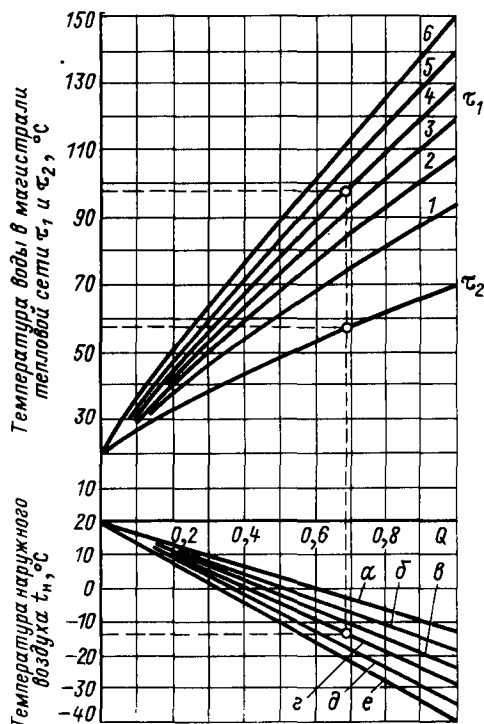


Рис. 6.25. Температурные графики качественного регулирования отопления:

$t_{в.р} = 18^\circ\text{C}$; $\theta' = 25^\circ\text{C}$; 1—6 — $\Delta t'_0$ соответственно равно 25, 40, 50, 60, 70 и 80°C ; линии α — ϵ — $t_{н.о}$ соответственно равна —15, —20, —25, —30, —35 и -40°C

Таблица 6.8. Температуры сетевой воды τ_{01} и τ_{02} , °С, при качественном регулировании отопления ($t_{в.р}=18^\circ\text{С}$, $\theta'=25^\circ\text{С}$)

$\bar{Q}_0$	$\delta\tau'_0$, °С						τ_{02} , °С
	25	40	50	60	70	80	
0,2	38,3	41,3	43,3	45,3	47,3	49,3	33,8
0,4	54,0	60,0	64,0	68,0	72,0	76,0	44,0
0,6	68,5	77,5	83,5	89,5	95,6	101,5	53,5
0,8	82,0	94,0	102,0	110,0	118,0	126,0	62,0
1,0	95,0	110,0	120,0	130,0	140,0	150,0	70,0

Таблица 6.9. Температуры сетевой воды τ_{r1} и τ_{r2} , °С, при независимой схеме присоединения отопительных установок и качественном регулировании отопительной нагрузки ($\tau'_{01}=130^\circ\text{С}$, $\tau'_{02}=70^\circ\text{С}$, $\delta\tau'_0=60^\circ\text{С}$, $t_{в.р}=18^\circ\text{С}$, $\tau'_{r2}=75^\circ\text{С}$, $\Delta t'_0=64,5^\circ\text{С}$, $u=1,4$)

$\bar{Q}_0$	W'_r/W'									
	0,8		0,7		0,64		0,57		0,52	
	τ_{r1}	τ_{r2}	τ_{r1}	τ_{r2}	τ_{r1}	τ_{r2}	τ_{r1}	τ_{r2}	τ_{r1}	τ_{r2}
0,2	49,5	34,5	51,3	34,3	53,1	34,1	54,9	33,9	56,7	33,7
0,4	76,4	46,4	80	46	83,7	45,7	87,4	45,2	90,8	44,8
0,6	102,1	57,1	107,5	56,5	113	56	118,3	55,3	123,7	54,7
0,8	126,7	66,7	134	66	141,4	65,4	148,3	64,3	155,6	63,6
1,0	150	75	160	75	170	75	180	75	190	75

душного отопления) температурные графики имеют вид прямых линий и рассчитываются по формулам

$$\tau_{01}=t_{в.р}+(\tau'_{01}-t_{в.р})\bar{Q}_0; \quad (6.51)$$

$$\tau_{02}=t_{в.р}+(\tau'_{02}-t_{в.р})\bar{Q}_0; \quad (6.52)$$

$$\tau_c=t_{в.р}+(\tau'_c-t_{в.р})\bar{Q}_0. \quad (6.53)$$

Эквивалент расхода сетевой воды при произвольной температуре наружного воздуха

$$W_0=Q_0/(\tau_{01}-\tau_{02}).$$

Уравнения температурных графиков центрального качественного регулирования отопительной нагрузки при независимой схеме присоединения (рис. 6.24) и при отопительных приборах со свободной конвекцией, рассчитанные на основе уравнения (6.47) из условий

$$W'_r=\frac{Q'_0}{\delta\tau'_r}=\text{const}; \quad \delta\tau'_r=\tau'_{r1}-\tau'_{r2};$$

$$\bar{W}_0=1; \quad \varepsilon_r=\frac{Q'_0}{W'_m(\tau'_{r1}-\tau'_{02})}=\text{const};$$

$$t_{в}=t_{в.р}; \quad \bar{Q}_0=\frac{t_{в.р}-t_{н.о}}{t_{в.р}-t_{н.и}},$$

следующие:

$$\tau_{r1}=t_{в.р}+\Delta t'_0\bar{Q}_0^{0,8}+\delta\tau'_0\bar{Q}_0\left(\frac{W'_0}{W'_m}\frac{1}{\varepsilon_r}-\frac{0,5}{1+u}\right); \quad (6.54)$$

$$\tau_{r2}=t_{в.р}+\Delta t'_0\bar{Q}_0^{0,8}+\delta\tau'_0\bar{Q}_0\times\left(\frac{W'_0}{W'_m}\frac{1}{\varepsilon_r}-\frac{W'_0}{W'_m}-\frac{0,5}{1+u}\right), \quad (6.55)$$

где τ_{r2} — температура первичного (греющего) теплоносителя на выходе из теплообменника (табл. 6.9). Эквиваленты расхода первичного и вторичного теплоносителей при качественном регулировании отопительной нагрузки поддерживаются постоянными при всех наружных температурах: $W_0=W'_0=\text{const}$; $W_r=W'_r=\text{const}$.

Регулирование отпуска теплоты на отопление в диапазоне «излома» температурного графика возможно местными пропусками или количественным способом.

Продолжительность работы системы отопления n , ч/сут, при $t_{н}>t_{н.и}$ и регулировании местными пропусками (рис. 6.26)

$$n=24\frac{t_{в.р}-t_{н}}{t_{в.р}-t_{н.и}}.$$

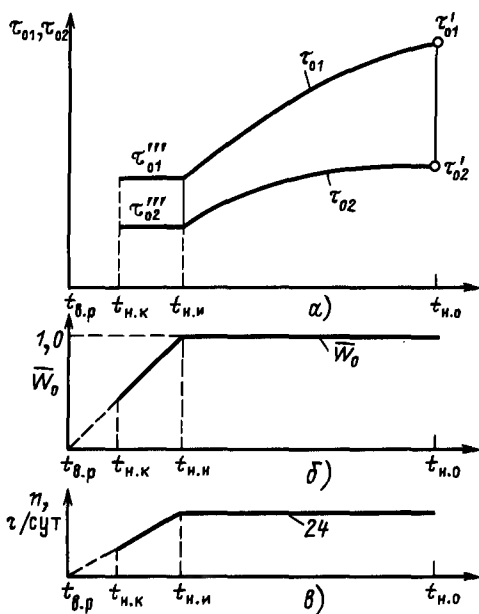


Рис. 6.26. Графики температур (а), относительные эквиваленты расхода сетевой воды (б), суточная длительность работы (в) при регулировании отопительной нагрузки: качественным методом — при $t_{н.к} \leq t_n \leq t_{н.о}$; местными пропусками — при $t_n > t_{н.к}$

Эквивалент расхода сетевой воды за сутки

$$W_o = W'_o \frac{n}{24} = W'_o \frac{t_{в.р} - t_n}{t_{в.р} - t_{н.о}},$$

где W'_o — эквивалент расхода сетевой воды в диапазоне качественного регулирования при $t_{н.к} \geq t_n \geq t_{н.о}$.

Для осуществления количественного регулирования устанавливаются насосы тепловой сети на групповых тепловых подстанциях или на абонентских вводах для подмешивания воды из обратной линии в подающую (рис. 6.23).

Насосы включаются в работу при $t_n > t_{н.к}$ и обеспечивают в отопительной установке постоянный расход воды, равный расчетному расходу сетевой воды на отопление: $W_c = W'_o(1+u) = \text{const}$. При таком решении график температур обратной воды соответствует уравнению (6.49). Относительный эквивалент расхода сетевой воды (рис. 6.27)

$$\bar{W}_n = \bar{Q}_o \frac{\delta \tau'_o}{\tau'_{o1} - \tau_{o2}} = \frac{t_{в.р} - t_n}{t_{в.р} - t_{н.о}} \frac{\delta \tau'_o}{\tau'_{o1} - \tau_{o2}}.$$

При независимой схеме присоединения

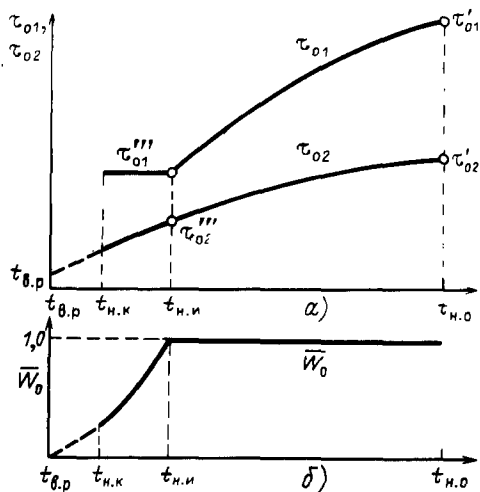


Рис. 6.27. Графики температур (а), относительные эквиваленты расхода сетевой воды (б) при регулировании отопительной нагрузки: качественным методом — при $t_{н.к} \leq t_n \leq t_{н.о}$; количественным методом — при $t_n > t_{н.к}$

отопительных установок к тепловой сети расход первичного (греющего) теплоносителя через теплообменник на диапазоне «излома» температурного графика ($t_n > t_{н.к}$) определяется по формуле

$$W_T = 1,7 W'_o / \left(-\frac{1}{\Phi_T} + \sqrt{\frac{1}{\Phi_T^2} + 2,6C} \right)^2,$$

где $C = \frac{\tau'_{o1} - t_{в.р}}{\bar{Q}_o \delta \tau'_o} - \frac{\Delta \tau'_o}{\delta \tau'_o} \frac{1}{\bar{Q}_o^{0,2}} + \frac{0,5}{1+u} - 0,35$;

Φ_T — параметр теплообменника, определяемый по формуле (6.40).

Температура первичного (греющего) теплоносителя на выходе из теплообменника

$$\tau_{T2} = \tau'_{o1} - \bar{Q}_o \frac{Q'_o}{W_T} \geq \tau_{o2}.$$

Если $\tau_{T2} < \tau_{o2}$, то принимают $\tau_{T2} = \tau_{o2}$

$$\text{и } W_T = \bar{Q}_o \frac{Q'_o}{\tau'_{o1} - \tau_{o2}}.$$

6.4.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗНОРОДНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Обычно в городах основной тепловой нагрузкой является отопление. Существенное значение приобрело в последние годы горячее водоснабжение. Обычно меньше вентиляционная нагрузка городских районов. Центральное

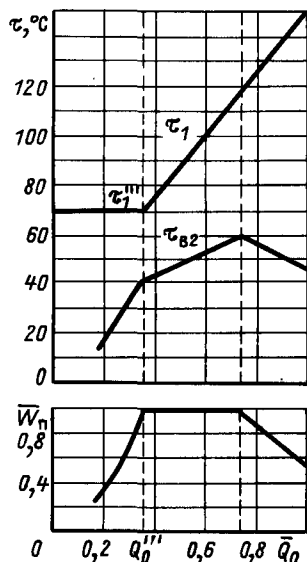


Рис. 6.28. Графики температур и расходов сетевой воды на вентиляцию в двухтрубных водяных тепловых сетях:

$$t_{в\text{ п}} = 18^{\circ}C; \tau_1' = 150^{\circ}C$$

регулирование городских районов в большинстве случаев ориентирует на чисто отопительную нагрузку или на совмещенную нагрузку отопления и горячего водоснабжения.

При центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке и присоединении абонентов по параллельной или смешанной схеме (см. рис. 6.7, з и ж) или по схеме несвязанного регулирования (см. рис. 6.8, ж) расход сетевой воды на отопление во всем диапазоне непрерывной подачи теплоты остается постоянным, а расход сетевой воды на вентиляционные установки и установки горячего водоснабжения, присоединенные к тепловой сети, переменный и в зависимости от расхода теплоты и температурного режима тепловой сети устанавливается местными регуляторами.

Регулирование отпуска теплоты на вентиляцию. Эквивалент расхода сетевой воды на вентиляцию W_n при режимах, отличных от расчетного, может быть определен на основе уравнения характеристики водовоздушных калориферов, которое для рассматриваемой задачи приводится к следующему виду [25]:

$$\alpha \frac{W_n}{W_{в}} - \beta \left(\frac{W_n}{W_{в}} \right)^{0.85} - 0.5 = 0, \quad (6.56)$$

$$\text{где } \alpha = \left(\frac{\tau_1 - t_2}{t_1 - t_2} - 0.5 \right);$$

$$\beta = \frac{1}{\omega_{ос}} \left(\frac{W_n''}{W_m''} \right)^{0.15} \left(\frac{W_{в}''}{W_m''} \right)^{0.5} \left(\frac{W_{в}}{W_m} \right)^{0.35};$$

здесь t_2, t_1 — температуры воздуха на входе в калорифер и выходе из него; $W_n, W_{в}$ — эквиваленты расхода греющей воды и воздуха; $\omega_{ос} = Q_{в}'' / (\Delta t'' W_m'')$ — режимный коэффициент калорифера; $Q_{в}''$ — расчетная тепловая нагрузка калорифера при $t_{н. в.}$; $\Delta t''$ — среднеарифметическая разность температур между греющей и нагреваемой средами в калорифере при $t_{н. в.}$; $W_n'', W_{в}'', W_m''$ — соответственно эквиваленты расхода через калорифер первичного (воды) и вторичного (воздуха) теплоносителей и меньшего из них при расчетном режиме, т. е. при $t_{н. в.}$.

Так как в уравнение (6.56) искомая величина W_n входит в неявном виде, то задача решается методом последовательных приближений.

В упрощенном виде, если пренебречь влиянием скорости воды на коэффициент теплопередачи калорифера,

$$\begin{aligned} & \frac{W_n}{W_{в}} = \\ & = \frac{0.5}{\frac{\tau_1 - t_2}{t_1 - t_2} - \frac{1}{\omega_{ос}} \left(\frac{W_{в}''}{W_m''} \right)^{0.5} \left(\frac{W_{в}}{W_m} \right)^{0.5} - 0.5}. \end{aligned}$$

Температура сетевой воды после вентиляционных калориферов

$$\tau_{в2} = \tau_1 - \frac{Q_{в}}{W_n}. \quad (6.57)$$

При центральном регулировании по отопительной нагрузке температуру воды в подающем трубопроводе τ_1 при $t_{н.} < t_{н.}$ принимаем по отопительному графику, а при $t_{н.} \geq t_{н.}$ — постоянной ($\tau_1 = \tau_1'$) (рис. 6.28). Построение графика температур воды в обратном трубопроводе систем вентиляции ведется отдельно для каждого из трех диапазонов температур наружного воздуха, на которые разбивают отопительный период.

Регулирование отпуска теплоты на горячее водоснабжение. В двухтрубных закрытых водяных тепловых сетях с параллельной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения, установленных на групповых или местных тепловых подстанциях (см. рис. 6.7, ж), тепловой режим подогревателей при любой наружной температуре и заданном расходе

теплоты на горячее водоснабжение определяется следующим образом.

Находится тепловая нагрузка подогревателя горячего водоснабжения из условия равенства эквивалентов расхода $W_r = W_{г.в.}$ греющей и нагреваемой воды по формуле

$$Q_* = \nabla W_{г.в.} \frac{\Phi}{1 + \Phi},$$

где Φ — параметр подогревателя, определяемый по (6.40), по данным испытания или расчета.

При $Q_r < Q_*$, что соответствует условию $W_r < W_{г.в.}$,

$$W_r = W_{г.в.} \frac{4b^2 \Phi^2}{\left[-1 + \sqrt{1 + 4b\Phi^2 \left(\frac{\nabla W_{г.в.}}{Q_r} - a \right)} \right]^2}.$$

Если $Q_r > Q_*$, что соответствует условию $W_r > W_{г.в.}$, то

$$W_r = W_{г.в.} \frac{4a^2 \Phi^2}{\left[-1 + \sqrt{1 + 4a\Phi^2 \left(\frac{\nabla W_{г.в.}}{Q_r} - b \right)} \right]^2},$$

где a и b определяются по (6.35).

На рис. 6.29 приведены графики температур и расходов сетевой воды на горячее водоснабжение при двух значениях нагрузки горячего водоснабжения: Q_r^p и $Q_r = 2Q_r^p$.

При двухступенчатой смешанной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения (рис. 6.7, з) тепловой режим системы отопления не зависит от режима горячего водоснабжения, температура сетевой воды в подающей линии при $t_n < t_{н.к.}$ изменяется по отопительному графику (табл. 6.8), а при $t_n > t_{н.к.}$ поддерживается постоянной.

Эквивалент расхода сетевой воды W_0 и температура воды после отопительной установки $t_{0.2}$ соответствуют отопительному графику (см. табл. 6.7). Расчетный расход сетевой воды и параметры подогревателей определяются при температурах воды на входе в отопительную установку и выходе из нее $t_{0.1}$ и $t_{0.2}$, соответствующих наружной температуре $t_{н.к.}$ и расчетной нагрузке горячего водоснабжения $Q_r^p = Q_r^{\max}$.

Расчетный эквивалент расхода сетевой воды

$$W^p = W_0 + W_r^p. \quad (6.58)$$

Расчетный эквивалент расхода сетевой воды на горячее водоснабжение

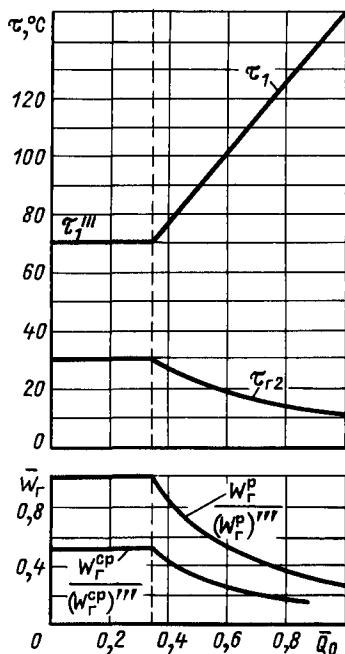


Рис. 6.29. Графики температур и расходов сетевой воды на горячее водоснабжение в двухтрубной закрытой системе теплоснабжения при параллельном включении подогревателей горячего водоснабжения:

$\tau'' = 70^\circ\text{C}$; $\tau_2'' = 30^\circ\text{C}$; $t_x = 5^\circ\text{C}$; $t_r = 60^\circ\text{C}$; $\alpha = 2$

$$W_r^p = \frac{Q_r^p}{\tau_1''' - \tau_{0.2}'''} \frac{t_r - t_n'''}{t_r - t_x}, \quad (6.59)$$

где $t_n''' = \tau_{0.2}'' - \Delta t_n$ — температура водопроводной воды после нижней ступени подогревателя при максимальной нагрузке горячего водоснабжения, здесь $\Delta t_n = 5 \div 10^\circ\text{C}$.

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя нижней ступени

$$Q_n^p = Q_r^p \frac{t_n''' - t_x}{t_r - t_x}.$$

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя верхней ступени

$$Q_b^p = Q_r^p \frac{t_r - t_n'''}{t_r - t_x}.$$

При расчетном режиме температура сетевой воды на выходе из подогревателя нижней ступени

$$\tau_2'' = \tau_{02}'' - \frac{Q_p^n}{W_p}$$

Эквивалент расхода сетевой воды на ввод W при произвольной наружной температуре t_n и любой нагрузке горячего водоснабжения Q_r определяют методом последовательных приближений следующим образом. Принимают предварительно температуру сетевой воды после верхнего подогревателя горячего водоснабжения $\tau_{r2} = \tau_{02}$; $t_n = \tau_{02} - \Delta t_n$.

Значением Δt_n задаются в пределах 2—10 °С. Находят

$$W_{г.в} = \frac{Q_r}{t_r - t_x}$$

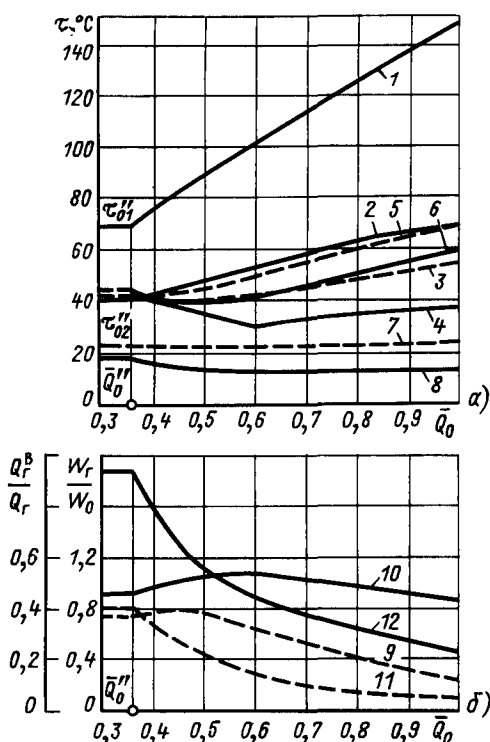


Рис. 6.30. Графики температур, относительного расхода воды и относительной тепловой нагрузки верхней ступени подогревателей горячего водоснабжения при двухступенчатой смешанной схеме включения подогревателей: а — температура воды; б — тепловая нагрузка подогревателей и относительные эквиваленты расхода сетевой воды: $\tau_0'' = 70$ °С; $t_x = 5$ °С; $\tau_2^b = 60$ °С; $\delta_r^p = 0,7$; $\delta_r^{мкс} = 1,5$; 1 — τ_{01} ; 2 — τ_{02} ; 3 — τ_2^b ; 4 — $\tau_2^{мкс}$; 5 — τ_2^b ; 6 — $\tau_2^{мкс}$; 7 — τ_2^p ; 8 — $\tau_2^{мкс}$; 9 — $(Q_r^b / Q_r)^{сп}$; 10 — $(Q_r^b / Q_r)^{мкс}$; 11 — $(W_r / W_0)^{сп}$; 12 — $(W_r / W_0)^{мкс}$

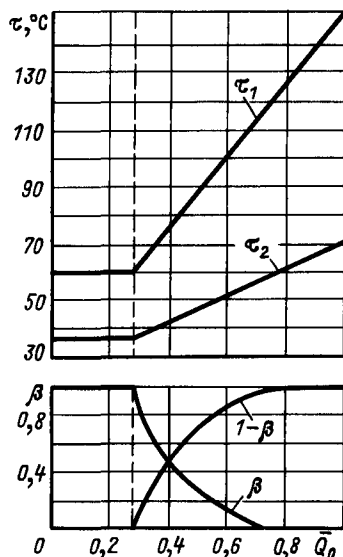


Рис. 6.31. Графики температуры и расходов воды на горячее водоснабжение при двухтрубной открытой системе теплоснабжения

Определяют

$$Q_r^b = Q_r \frac{t_r - t_n}{t_r - t_x}; \quad W_r = \frac{Q_r^b}{\tau_1 - \tau_{02}};$$

$$W = W_0 + W_r.$$

Находят Q_r^h по уравнениям характеристик подогревателя горячего водоснабжения (6.34)

и (6.44) и $t_n = t_x + \frac{Q_r^h}{W_{г.в}}$. Вновь находят

$$Q_r^b = Q_r - Q_r^h. \text{ Определяют } W_r.$$

Находят

$$\tau_{r2} = \tau_1 - \frac{Q_r^b}{W_r};$$

$$\tau_{c2} = \left(\tau_{02} + \frac{W_r}{W_0} \tau_{r2} \right) / \left(1 + \frac{W_r}{W_0} \right).$$

Вновь проверяют Q_r^h по уравнению характеристики и т. д. Расчет заканчивается при совпадении результатов проверки с предварительно принятым значением W_r с допуском 2—3 %.

Характерные зависимости $\tau = f(\bar{Q}_0)$ и $W = f(\bar{Q}_0)$ приведены на рис. 6.30.

В двухтрубных открытых тепловых сетях (рис. 6.8, ж — к) доля расхода воды β на горячее водоснабжение из подающего трубопровода

$$\beta = \frac{t_r - t_2}{t_1 - t_2}.$$

Эквиваленты расхода сетевой воды на горячее водоснабжение:

$$\text{при } t_r \geq t_2$$

$$W_r = Q_r / (t_r - t_x);$$

$$\text{при } t_r \leq t_2$$

$$W_r = Q_r / (t_2 - t_x),$$

где t_x — температура холодной водопроводной воды.

На рис. 6.31 приведены графики долей воды на горячее водоснабжение из подающей и обратной линий двухтрубной открытой системы теплоснабжения.

6.4.5. ЦЕНТРАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО СОВМЕЩЕННОЙ НАГРУЗКЕ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Такое регулирование (рис. 6.32) применяется при последовательной двухступенчатой схеме включения подогревателей горячего водоснабжения на групповых или местных тепловых подстанциях (рис. 6.7, и, л) и ориентируется на типичное для данного района соотношение расчетных регулируемых нагрузок горячего водоснабжения и отопления $(\rho_r^{cp})_T = Q_r^{cp} / Q_o'.$

Расчет центрального регулирования по совмещенной нагрузке заключается в определении температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях сети при различных наружных температурах, т. е. $t_1 = f(t_n)$ и $t_2 = f(t_n)$.

Исходными данными для расчета являются: значение $(\rho_{cp})_T = Q_r^{cp} / Q_o'$ для типового абонента; расчетный график температур для отопления $t_{o1} = f(t_n)$ и $t_{o2} = f(t_n)$; типовой суточный график горячего водоснабжения.

Так как суточный график горячего водоснабжения неравномерен, основной расчет проводят по балансовой нагрузке горячего водоснабжения Q_r^b , несколько превышающей (в 1,1—1,2 раза) среднюю нагрузку горячего водоснабжения Q_r^{cp} . Определяют для задан-

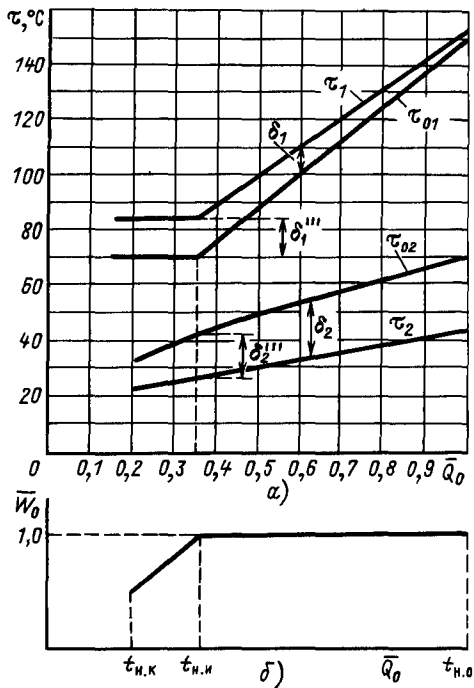


Рис. 6.32. Графики температур (а) и относительного эквивалента расхода сетевой воды (б) при двухступенчатой последовательной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения и центрального качественного регулирования по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения:

$$t_{o1} = 150^\circ\text{C}; t_{o2} = 70^\circ\text{C}; t_x = 5^\circ\text{C}; t_r = 60^\circ\text{C}; \delta_r^{cp} = 0,3; \delta_r^b = 0,36; \delta_r^* = 0,66$$

ных значений t_n и Q_r^b перепад температур сетевой воды в подогревателе нижней ступени δ_2 и подогревателе верхней ступени δ_1 . Исходным является режим при наружной температуре $t_{n.k}$.

Расчет значений δ_1 и δ_2 производят в следующей последовательности. Определяют t_n'' по формуле

$$t_n'' = t_{o2}''' - \Delta t_n,$$

где $\Delta t_n = 5 \div 10^\circ\text{C}$ — недогрев.

Перепад температур сетевой воды в нижней ступени подогревателя при Q_r^b и $t_{n.k}$

$$\delta_2''' = \left(\frac{Q_r^b}{Q_o'} \right)_T \frac{t_n'' - t_x}{t_r - t_x} (t_{o1}''' - t_{o2}''').$$

Значение δ_2 при произвольной наружной температуре $t_n < t_{n.k}$ и Q_r^b находят по формуле

$$\delta_2 = \delta_2''' \frac{t_{o2} - t_x}{t_{o2}''' - t_x}.$$

Суммарный перепад температур $\delta = \delta_1 + \delta_2$ при $t_n \leq t_{n.н}$ и имеет постоянное значение, определяемое по формуле

$$\delta = \left(\frac{Q_r^6}{Q_n^6} \right)_T (t_{o1} - t_{o2}).$$

Перепад температур сетевой воды в верхней ступени подогревателя

$$\delta_1 = \delta - \delta_2.$$

Температура воды в подающей и обратной линиях тепловой сети при $t_n \leq t_{n.н}$

$$t_1 = t_{o1} + \delta_1;$$

$$t_2 = t_{o2} - \delta_2.$$

Расчетный эквивалент расхода сетевой воды

$$W = \left(Q_{o2}''' + Q_r^6 \frac{t_r - t_n'''}{t_r - t_x} \right) / (t_1''' - t_{o2}''').$$

У абонентов с типовым отношением нагрузок $(\rho_{cp})_T$, т. е. с отношением нагрузок, по которому ведется центральное регулирование, расчетный расход сетевой воды равен расчетному расходу воды на отопление при отопительном графике и поддерживается постоянным в диапазоне наружных температур $t_{n.н} \geq t_n \geq t_{n.о}$. У абонентов, у которых $\rho_{cp} \neq (\rho_{cp})_T$, расход сетевой воды с помощью регулятора расхода изменяется при снижении наружной температуры от $t_{n.н}$ до $t_{n.о}$, при этом он повышается у абонентов, у которых $\rho_{cp} < (\rho_{cp})_T$, и снижается у абонентов, у которых $\rho_{cp} > (\rho_{cp})_T$.

В табл. 6.10 приведены типовые графики температур сетевой воды для рассматриваемого метода центрального регулирования. Пара-

метр подогревателя горячего водоснабжения нижней ступени Φ_n определяется на основе формулы (6.40) для $Q_r^n = Q_r^6 \frac{t_n''' - t_x}{t_r - t_x}$ при температуре сетевой воды на входе в подогреватель t_{o2}''' .

График температур и эквивалент расхода сетевой воды в диапазоне «срезки» температурного графика, т. е. при $t_n > t_{n.н}$, при балансовой нагрузке горячего водоснабжения Q_r^6 рассчитывают следующим образом.

Принимают изменение температуры обратной воды после отопительной установки t_{o2} по закону качественного регулирования, что обеспечивается установкой смесительного насоса на групповой или местной подстанции (рис. 6.23 и 6.27). При ряде значений $t_n > t_{n.н}$ задаются значениями расхода сетевой воды $W_n < W_0$. Определяют безразмерную удельную тепловую нагрузку подогревателя нижней ступени по формуле (6.40). Определяют тепловую нагрузку подогревателя нижней ступени по формуле (6.34). Определяют температуру сетевой воды на выходе из подогревателя нижней ступени по формуле $t_2 = t_{o2} - Q_r^n / W_n$. Находят эквивалент расхода сетевой воды по формуле $W_n = (Q_o + Q_r^6) / (t_1''' - t_2)$. Расчет считается законченным при совпадении найденного значения с предварительно принятым.

Параметр верхней ступени подогревателя горячего водоснабжения Φ_b определяют на основе формулы (6.40) при $t_{n.к}$ (наружной температуре начала или конца отопительного сезона, обычно $t_{n.к} = 10^\circ\text{C}$) при нагрузке горячего водоснабжения $Q_b^{\max} = Q_r^{\max} - Q_r^n$.

Тепловая нагрузка отопительной установки, присоединенной к тепловой сети по зависимой схеме и включенной в систему с двухступенчатой последовательной установкой горячего водоснабжения (рис. 6.7,и), определя-

Таблица 6.10. Температура сетевой воды при центральном регулировании совмещенной нагрузки отопления и горячего водоснабжения и двухступенчатой последовательной схеме включения подогревателей

$\bar{Q}_o$	$\rho = 0$		$\rho_{cp} = 0,15;$ $\rho_6 = 0,18$		$\rho_{cp} = 0,30;$ $\rho_6 = 0,36$		$\rho_{cp} = 0,45;$ $\rho_6 = 0,54$	
	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$
1,0	150	70	151,2	56,8	151,8	43,0	153,2	30
0,8	126	62	128,8	50,4	131,2	38,4	134,2	27
0,6	101,5	53,5	106	43,6	110,3	33,5	114,9	23,7
0,4	76	44	82,4	36,0	88,6	27,8	96,3	20,1
0,354	70	41,7	76,9	34,2	83,6	25,5	90,7	19,2

Таблица 6.11. Температуры сетевой воды закрытой системы теплоснабжения при центральном регулировании по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения и независимой схеме присоединения отопительных установок к тепловой сети

$\bar{Q}_0$	$\rho = 0$		$\rho_{cp} = 0,15;$ $\rho_6 = 0,18$		$\rho_{cp} = 0,3;$ $\rho_6 = 0,36$		$\rho_{cp} = 0,45;$ $\rho_6 = 0,54$	
	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$
1,0	150	75	150	61,5	150	48	150	34
0,8	126,7	66,7	128,3	54,7	129,5	42,5	130,9	30,4
0,6	102,1	57,1	105,4	46,9	108,7	36,7	112	26,5
0,4	76,4	46,4	81,8	38,3	87,2	30,2	92,6	22,1
0,35	70	43,8	75,9	36,2	81,8	28,6	87,3	21,0
1,0	180	75	180,3	56,4	180,6	37,8	180,9	19,2
0,8	148,3	64,3	151,5	48,6	154,7	32,9	157,9	17,2
0,6	118,3	55,3	124,9	42,0	129,5	28,7	135,1	15,4
0,4	87,2	45,2	95,5	34,6	103,8	24	112,1	13,4
0,295	70	39	79,9	30	89,8	21	99,7	12

ется по формуле

$$\bar{Q}_0 = \frac{(\tau_1 - t_n) - \frac{Q_r + Q_u}{W_0} - \epsilon_n \frac{W_m^H}{W_0} (t_x - t_n)}{\left(1 - \epsilon_n \frac{W_m^H}{W_0}\right) \left(\Delta t'_p + \frac{\Delta t'_0}{\bar{Q}_0^{0,2}} + \frac{0,5 + u}{1 + u} \frac{\delta \tau'_0}{W_0}\right) + \epsilon_n \frac{W_m^H}{W_0} \frac{\delta \tau'_0}{W_0}} \quad (6.60)$$

где Q_u — теплопотери в циркуляционной линии горячего водоснабжения, Дж/с; ϵ_n — безразмерная удельная тепловая нагрузка подогревателя нижней ступени; W_m^H — меньшее значение эквивалента расхода теплообменивающихся сред в подогревателе нижней ступени, Дж/(с·К).

При $Q_r = 0$, $Q_u = 0$ и $W_m^H = 0$ формула (6.60) принимает вид (6.46).

Тепловая нагрузка отопительной установки, присоединенной к тепловой сети по независимой схеме и включенной в систему с двухступенчатой последовательной установкой горячего водоснабжения (рис. 6.7, ж), определяется по формуле

$$\bar{Q}_0 = \frac{\tau_1 - t_n - \frac{Q_r + Q_u}{W}}{\left(1 - \epsilon_n \frac{W_m^H}{W}\right) \left(\Delta t'_p + \frac{\Delta t'_0}{\bar{Q}_0^{0,2}} - \frac{0,5}{1 + u} \times \right.} \\ \left. - \epsilon_n \frac{W_m^H}{W} (t_x - t_n) \right) \times \frac{\delta \tau'_0}{W_0} + \frac{W_0}{\epsilon_r W_m^T} \frac{\delta \tau'_0}{W_0} \left. + \epsilon_n \frac{W_m^H}{W_0} \frac{\delta \tau'_0}{W_0} \right) \quad (6.61)$$

где W — эквивалент расхода сетевой воды через отопительный подогреватель, Дж/(с·К); W_m^T — меньшее значение эквивалента расхода теплообменивающихся сред в отопительном подогревателе, Дж/(с·К); ϵ_r — безразмерная удельная тепловая нагрузка отопительного подогревателя. При $W = W_0$: $W_m^T/W = 1$ и $\epsilon_r = 1$ формула (6.61) принимает вид (6.60).

В табл. 6.11 приведены температуры сетевой воды при этом методе регулирования.

6.4.6. ЦЕНТРАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТКРЫТЫХ ДВУХТРУБНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО СОВМЕЩЕННОЙ НАГРУЗКЕ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Типовая схема абонентского ввода при качественном регулировании совмещенной нагрузки отопления и горячего водоснабжения показана на рис. 6.33. Особенностью схемы является постоянство расхода воды, поступа

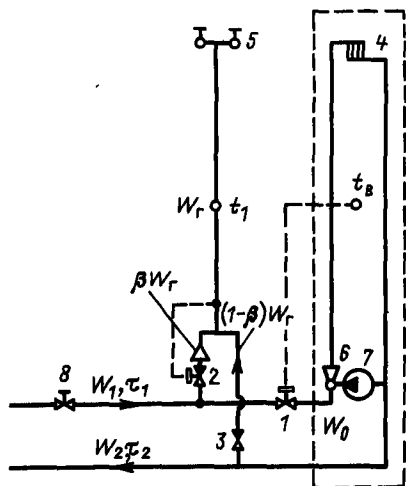


Рис. 6.33. Схема абонентского ввода открытой системы теплоснабжения при зависимом присоединении отопительной установки:

1 — регулятор отопления; 2 — регулятор температуры горячего водоснабжения; 3 — обратный забор; 4 — отопительный прибор; 5 — водоразборный кран; 6 — элеватор; 7 — насос; 8 — ограничитель расхода

ющей из тепловой сети на ввод, что обеспечивается ограничителем расхода, установленным на общей подающей линии абонентского ввода.

При отсутствии у абонентов аккумуляторов горячей воды принимают для жилых зданий $\kappa_6 = 1,1$.

Порядок расчета. При рассматриваемой системе регулирования расход воды в подающей линии тепловой сети поддерживается в течение всего отопительного периода постоянным и равным расчетному расходу воды на отопление: $G_1 = G'_0 = \text{const}$; $W_1 = W'_0 = \text{const}$. Относительный эквивалент расхода сетевой воды на отопление при $t_n \leq t_{н.в}$ и Q'_0

$$\bar{G} = \bar{W}_0 = \frac{W_0}{W'_0} =$$

$$= \frac{1 - 0,5 \frac{\rho_6 \theta'}{t_r - t_x}}{1 + \frac{t_r - t_{в.р}}{t_r - t_x} \frac{\rho_6}{Q_0} - \frac{\Delta t'_0}{Q_0^{0,2}} \frac{\rho_6}{t_r - t_x}}$$

При $t_r < t_2$ принимают $t_r = t_2$.

Температура воды в подающей линии тепловой сети

$$t_1 = t_{в.р} + \frac{\bar{Q}_0}{W'_0} \left(\delta \tau'_0 + \frac{\Delta t'_0}{Q_0^{0,2}} \bar{W}_0 - \frac{\theta'}{2} \right). \quad (6.62)$$

Температура воды в обратной линии

$$t_2 = t_{в.р} + \frac{\bar{Q}_0}{W'_0} \left(\frac{\Delta t'_0}{Q_0^{0,2}} \bar{W}_0 - \frac{\theta'}{2} \right) \quad (6.63)$$

Относительный эквивалент расхода сетевой воды в подающей линии на диапазоне излома температурного графика ($t_n > t_{н.н}$)

$$\bar{W}_1 = \frac{W_1}{W'_0} = \frac{\rho_r \delta \tau'_0}{\tau'_1 - t_x} + \frac{\bar{Q}_0 \delta \tau'_0}{\tau'_1 - \tau_{02}}. \quad (6.64)$$

В правой части уравнения (6.64) второе слагаемое — эквивалент расхода сетевой воды на отопление, первое слагаемое — на горячее водоснабжение. На рис. 6.34 и в табл. 6.12 приведены типовые графики для этой системы регулирования.

При независимой схеме присоединения отопительной установки (рис. 6.35) относительный эквивалент расхода нагреваемой воды (во вторичном контуре) $\bar{W}_0 = \text{const}$. Эквиваленты расхода сетевой воды в первичном контуре:

$$W_1 = W_2 + W'_r,$$

$$W_1 = \frac{Q_0}{\delta \tau'};$$

$$W'_r = \frac{Q'_r}{t_r - t_x},$$

где $\delta \tau' = \tau'_1 - \tau'_2$. При $\tau_2 \geq t_r$, т. е. когда $W_1 = W_r$, $\tau_1 = \tau_r$ и $\tau_2 = \tau_r$ определяют по формулам (6.54) и (6.55).

При $\tau_2 < t_r$, т. е. когда $W_r < W_1$, $\bar{W}_r$ определяют по формуле

$$\bar{W}_r = \left(\frac{\beta + \sqrt{\beta^2 + 4\alpha\epsilon}}{2\alpha} \right)^2,$$

$$\text{где } \alpha = \frac{W'_r}{W_0} + \frac{t_r - \tau_{02}}{\delta \tau'} \frac{1}{Q_0} -$$

$$- a \frac{\delta \tau'_0}{\delta \tau'}; \quad \beta = \frac{1}{\phi_r} \sqrt{\frac{\delta \tau'_0}{\delta \tau'}};$$

$$\bar{W}_\tau = \frac{W_\tau}{W'_\tau} = \frac{W_\tau}{W'_1};$$

$$c = \frac{W'_\tau}{W_0} + b - 1; \quad a = 0,35; \quad b = 0,65.$$

Параметр отопительного подогревателя Φ , определяется по известным данным для расчетного режима Q_0 , $W'_1 = W'_1$, τ_1 , τ_2 , W_0 , τ_{01} , τ_{02} .

В табл. 6.13 приведены температуры сетевой воды и относительные эквиваленты расхода сетевой воды через отопительный подогреватель при этом методе центрального регулирования.

При установке на абонентских вводах регуляторов только на потоке воды, поступающем в систему горячего водоснабжения (рис. 6.36), система теплоснабжения работает при переменном расходе сетевой воды в подающей линии и постоянном располагаемом напоре на станции (ТЭЦ или котельной).

При начальной регулировке сети (при включенном горячем водоснабжении) с помощью дроссельных диафрагм устанавливают на всех абонентских вводах одинаковые полные напоры как в подающей, так и в обратных линиях (рис. 6.37).

Расчет графика температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети ведется по типовому абоненту района и по средней нагрузке горячего водоснабжения (рис. 6.38, табл. 6.13):

$$\bar{G}_0 = \bar{W}_0 = \frac{W_0}{W'_0} =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{\bar{S}_n (1 + \psi_1)^2 + \bar{S}_s + \bar{S}_0 (1 - \psi_2)^2}} \quad (6.65)$$

Таблица 6.12. Температуры воды и относительные эквиваленты расхода сетевой воды на отопление при качественном регулировании открытых систем теплоснабжения и зависимой схеме присоединения отопительных установок

$\bar{Q}_0$	$\rho_{cp} = 0$			$\rho_{cp} = 0,15; \rho_0 = 0,165$			$\rho_{cp} = 0,3; \rho_0 = 0,33$		
	$\tau_1 = \tau_{01},$ °C	$\tau_2 = \tau_{02},$ °C	W_0	$\tau_1, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\tau_2, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_0$	$\tau_1, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\tau_2, \text{ } ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_0$
1,0	150	70	1,0	150	70	1,0	150	70	1,0
0,8	126	62	1,0	126	62	1,0	126	62	1,0
0,6	101,5	53,5	1,0	103,3	53	0,965	104,8	52,8	0,94
0,4	76	44	1,0	79,8	43,5	0,9	84	42,7	0,8
0,3	62,7	38,7	1,0	67,6	38	0,835	73	37,2	0,7
0,25	56,3	36,3	1,0	61,6	35,3	0,785	67,4	34,4	0,64

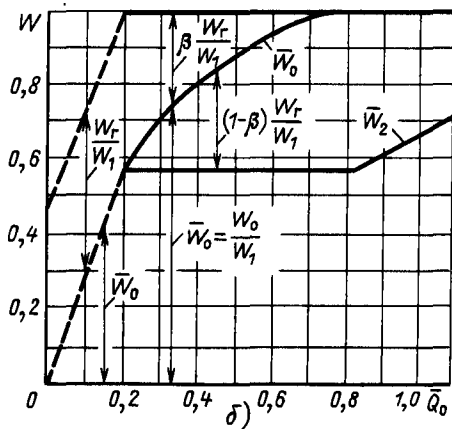
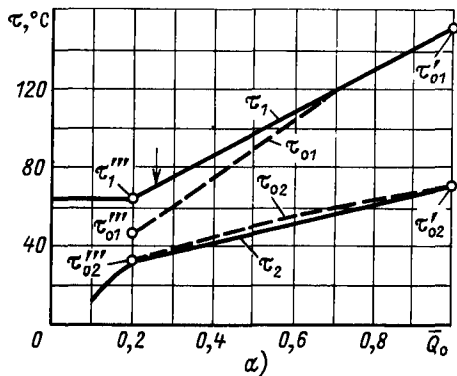


Рис. 6.34. Температурный график (а) и распределение расхода воды на абонентском вводе (б) при центральном качественном регулировании по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения (открытая система):

τ_{01}, τ_{02} — температуры при качественном регулировании отопительной нагрузки; τ_1, τ_2 — температуры при качественном регулировании совмещенной нагрузки отопления и горячего водоснабжения

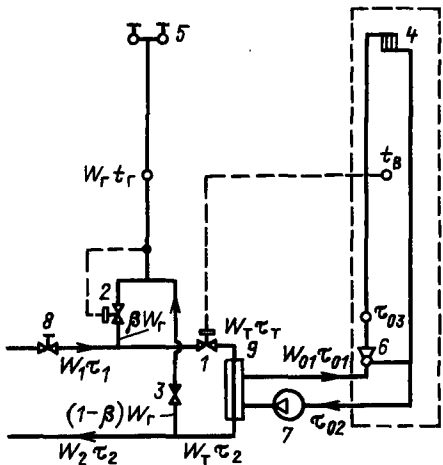


Рис. 6.35. Схема абонентского ввода открытой системы теплоснабжения при независимом присоединении отопительной установки: 7 — подогреватель отопления; 8 — насос. Остальные обозначения см. на рис. 6.33.

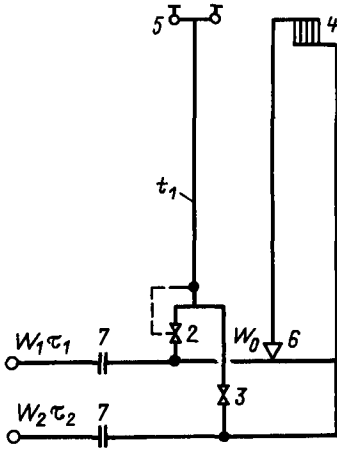


Рис. 6.36. Схема абонентского ввода с дроссельными диафрагмами на подающей и обратной линиях и регулятором температуры горячего водоснабжения: 7 — постоянное гидравлическое сопротивление. Остальные обозначения см. на рис. 6.33.

$$\text{где } \psi_1 = \frac{\rho}{t_r - t_x} \left(\frac{t_r - t_{в.р}}{\bar{Q}_o} - \frac{\Delta t'_{o'}}{\bar{Q}_{o,2}} + \frac{0,5}{1+u} \frac{\delta \tau'_{o'}}{\bar{W}_o} \right);$$

$$\psi_2 = \frac{\rho}{t_r - t_x} \left(\frac{\Delta t'_{o'}}{\bar{Q}_{o,2}} + \right.$$

$$\left. + \frac{0,5+u}{1+u} \frac{\delta \tau'_{o'}}{\bar{W}_o} - \frac{t_r - t_{в.р}}{\bar{Q}_o} \right);$$

$$\bar{S}_n = S_n/S, \bar{S}_s = S_s/S, \bar{S}_o = S_o/S$$

— относительные сопротивления подающей линии, элеваторного узла, обратной линии: $S_n + S_s + S_o = S; \bar{S}_n + \bar{S}_s + \bar{S}_o = 1$; здесь S —

Таблица 6.13. Температуры сетевой воды и относительные эквиваленты расхода сетевой воды через отопительный подогреватель при центральном качественном регулировании по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения и независимой схеме присоединения отопительных установок (открытая система)

$\bar{Q}_o$	$\rho_r = 0$			$\rho_{cp} = 0,15; \rho_n = 0,165$			$\rho_{cp} = 0,3; \rho_n = 0,33$		
	$\tau_1, ^\circ\text{C}$	$\tau_2, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_r$	$\tau_1, ^\circ\text{C}$	$\tau_2, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_r$	$\tau_1, ^\circ\text{C}$	$\tau_2, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_r$
1,0	150	75	1,0	150	75	1,0	150	75	1,0
0,8	126,7	66,7	1,0	126,7	66,7	1,0	126,7	66,7	1,0
0,6	102,1	57,1	1,0	102,2	56,5	0,985	103	56,5	0,97
0,4	76,4	46,4	1,0	78,5	45,2	0,895	81,5	44,7	0,815
0,28	61,0	40,0	1,0	65,0	39,6	0,82	69,5	39,0	0,69
1,0	180	75	1,0	180	75	1,0	180	75	1,0
0,8	148,3	64,3	1,0	148,3	64,3	1,0	148,3	64,3	1,0
0,6	118,3	55,3	1,0	120	55,3	0,98	121	54,6	0,94
0,4	87,2	45,2	1,0	91,5	44,7	0,895	96,3	44	0,80
0,23	60	35,8	1,0	67,7	35,6	0,76	75,4	35,6	0,60

Таблица 6.14. Температуры и отопительные расходы сетевой воды в открытых системах теплоснабжения при переменном расходе воды в подающей линии сети и постоянном напоре на станции

$\bar{Q}_0$	$\rho=0$			$\rho_{cp}=0,15$					$\rho_{cp}=0,30$				
	$\tau_1, ^\circ\text{C}$	$\tau_2, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_0$	$\tau_1, ^\circ\text{C}$	$\tau_2, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_0$	$\bar{W}_1$	$\bar{W}_2$	$\tau_1, ^\circ\text{C}$	$\tau_2, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_0$	$\bar{W}_1$	$\bar{W}_2$
1,0	150	70	1,0	145,5	70,7	1,07	1,07	0,89	141	70,5	1,13	1,13	0,76
0,80	126	62	1,0	121,8	62,6	1,08	1,08	0,87	119	63,6	1,15	1,15	0,74
0,6	101,5	53,5	1,0	99	53,8	1,06	1,09	0,87	97,5	54,3	1,11	1,17	0,73
0,4	76	44	1,0	76,3	44,0	0,99	1,10	0,88	76,6	43,9	0,98	1,19	0,75
0,3	62,8	38,8	1,0	64,2	38,6	0,936	1,105	0,885	66,0	38,5	0,87	1,21	0,77
0,25	56,2	36,2	1,0	58,2	35,8	0,89	1,11	0,89	60,5	35,5	0,80	1,23	0,79

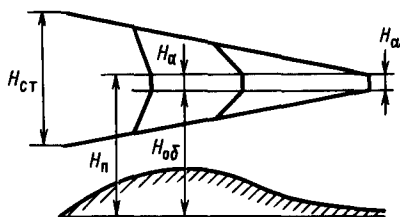


Рис. 6.37. Пьезометрический график открытой системы теплоснабжения при начальной регулировке

сопротивление системы теплоснабжения (сети и абонентских установок) при выключенном водоразборе.

Так как в уравнении (6.65) относительный эквивалент расхода воды на отопление $\bar{W}_0$ входит в правую и левую части выражения, то задача решается методом последовательных приближений.

Температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях определяются по формулам (6.62) и (6.63). Параметры сетевой воды при этом методе регулирования приведены в табл. 6.14.

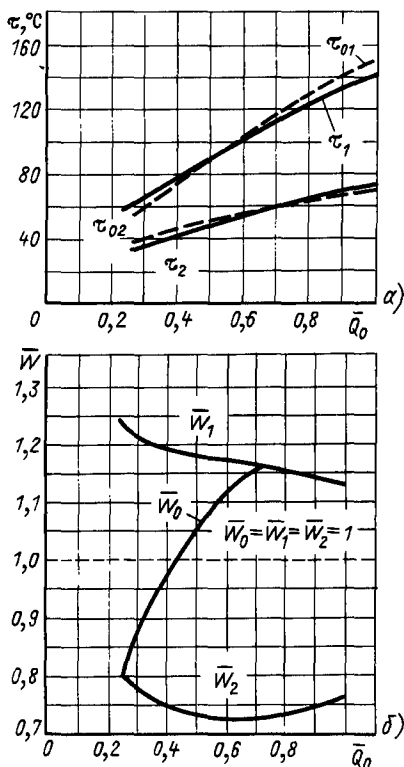
6.4.7. ЦЕНТРАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ОДНОТРУБНОЙ ТРАНЗИТНОЙ МАГИСТРАЛЬЮ И ДВУХТРУБНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТЬЮ

На рис. 6.10 показана принципиальная схема такой системы теплоснабжения. Расчетный эквивалент расхода воды в транзитной магистрали определяется из условия удовлетворения средненедельного, кг/с или кг/ч, расхода воды на горячее водоснабжение по формуле

$$W'_d = Q_r^{cp} / (t_r - t_x).$$

Минимальный эквивалент расхода воды в транзитной магистрали имеет место при $t_m = t_{n.o}$ и равен

$$W_d = Q_r^{cp} / (\tau'_2 - t_x).$$

Рис. 6.38. Графики температур (а) и относительных эквивалентов расхода сетевой воды (б) открытой системы теплоснабжения при постоянном располагаемом напоре на станции: $\delta_{cp}=0,3$; $\tau'_{01}=150^\circ\text{C}$; $\tau'_{02}=70^\circ\text{C}$; $t_{n.p}=18^\circ\text{C}$; $t_r=60^\circ\text{C}$; $t_x=5^\circ\text{C}$

Т а б л и ц а 6.15. Температуры t_d , относительные расходы воды в транзитной магистрали $\bar{W}_d$ и доли теплоты, отпускаемой источником дальнего теплоснабжения $\bar{Q}_d$ и пиковыми котельными района $\bar{Q}_n$

$\bar{Q}_0$	$\rho_{cp}=0,15$				$\rho_{cp}=0,3$			
	$\bar{Q}_d$	$\bar{Q}_n$	$t_d, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_d$	$\bar{Q}_d$	$\bar{Q}_n$	$t_d, ^\circ\text{C}$	$\bar{W}_d$
1,0	0,35	0,65	180	0,91	0,62	0,38	180	0,91
0,8	0,38	0,445	180	1,0	0,675	0,17	180	1,0
0,6	0,38	0,275	180	1,0	0,675	0,015	180	1,0
0,4	0,38	0,10	180	1,0	0,54	0	145	1,0
0,3	0,38	0,01	180	1,0	0,46	0	125	1,0
0,25	0,35	0	165	1,0	0,42	0	115	1,0

Доля расчетной тепловой мощности дальнего источника теплоснабжения, например загородной ТЭЦ, в суммарной расчетной тепловой нагрузке района не должна превышать следующего значения:

$$\varphi_d \leq \frac{Q'_d}{Q'_0 + Q'_p} = \frac{(t'_d - t_x) \rho_{cp}}{(t_r - t_x) (1 + \rho_{cp})},$$

где t'_d — максимальная температура воды в транзитной магистрали, обычно 180—190 °С; $\rho_{cp} = Q'_p / Q'_0$.

При тепловой нагрузке района $Q \leq Q'_d = \varphi_d (Q'_0 + Q'_p)$ все теплоснабжение осуществляется от источника дальнего теплоснабжения.

При $Q > Q'_d$ в дополнение к источнику дальнего теплоснабжения включается в работу пиковая котельная района (ПКР). При $Q \leq Q'_d$ температура воды в транзитной магистрали является функцией наружной температуры и определяется по формуле

$$t_d = t_r + (t_r - t_x) \frac{\bar{Q}_0}{\rho_{cp}},$$

при $Q > Q'_d$ $t_d = t'_d$ (табл. 6.15).

6.5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

6.5.1. СВОДКА ФОРМУЛ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

Потеря давления в трубопроводе, Па,

$$\Delta p = \Delta p_d + \Delta p_m, \quad (6.66)$$

где Δp_d — линейная потеря давления; Δp_m — потеря давления в местных сопротивлениях.

Линейная потеря давления

$$\Delta p_d = R_d l,$$

где R_d — удельная линейная потеря давления, Па/м; l — длина трубопровода, м.

Подавляющее большинство трубопроводов тепловых сетей работает в области квадратичного закона сопротивлений.

Ниже приведена сводка формул для гидравлического расчета шероховатых труб в области квадратичного закона. Более подробно см. § 1.6 кн. 2 настоящей серии.

Удельное падение давления, Па/м [25],

$$R_d = A_R \frac{G^2}{\rho d^{5,25}}. \quad (6.67)$$

Диаметр трубопровода, м,

$$d = A_d \frac{G^{0,38}}{(R_d \rho)^{0,19}}. \quad (6.68)$$

Пропускная способность трубопровода, кг/с,

$$G = A_G (R_d \rho)^{0,5} d^{2,625}. \quad (6.69)$$

В частном случае для воды при ее плотности $\rho = \text{const}$

$$R_d = A_R^b \frac{G^2}{d^{5,25}}; \quad (6.70)$$

$$d = A_d^b \frac{G^{0,38}}{R_d^{0,19}}; \quad (6.71)$$

$$G = A_G^b R_d^{0,5} d^{2,625}. \quad (6.72)$$

Расчетные номограммы по этим формулам приведены на рис. 6.39—6.41.

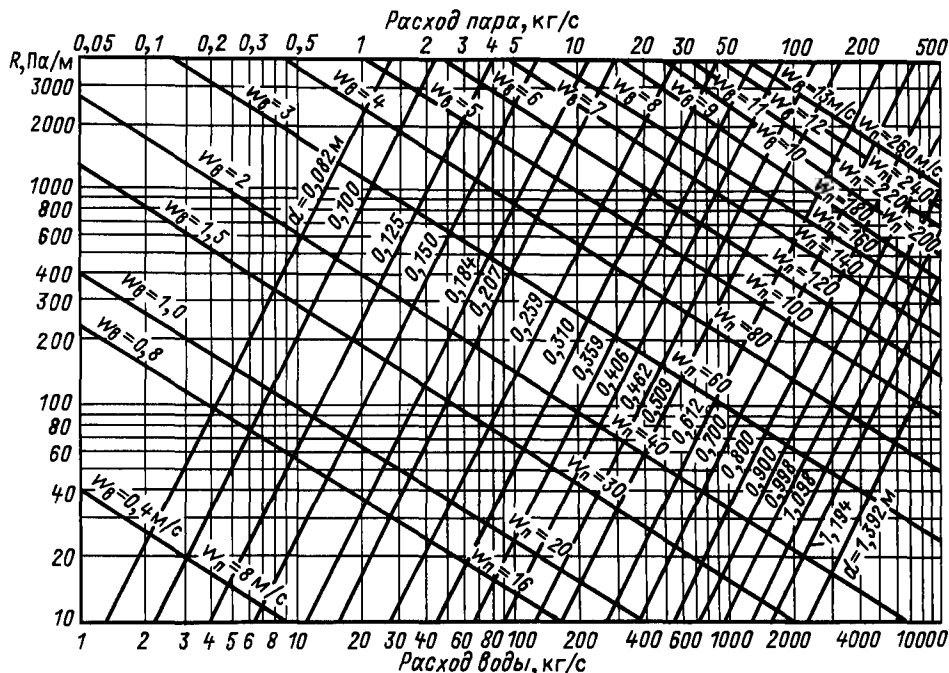


Рис. 6.39. Номограмма для гидравлического расчета трубопроводов:

$k_s = 0,2 \text{ мм}$; $\delta_n = 2,45 \text{ кг/м}^3$; $\delta_s = 975 \text{ кг/м}^3$; $d = 0,082 \div 1,392 \text{ м}$; при другой плотности пара $R_2 = \left(\frac{2,45}{\delta_2} \right) R_1$;

при другой плотности воды $R_2 = \left(\frac{975}{\delta_2} \right) R_1$

В формулах приняты кроме вышеупомянутых следующие буквенные обозначения и единицы измерения: массовый расход G , кг/с; плотность ρ , кг/м³; абсолютная эквивалентная шероховатость k_s и диаметр d , м (по СНиП II-36-73 при расчете тепловых сетей

значение k_s должно приниматься: для паропроводов $k_s = 0,0002 \text{ м}$, для водяных тепловых сетей $k_s = 0,0005 \text{ м}$, для сетей горячего водоснабжения и конденсатопроводов $k_s = 0,001 \text{ м}$). Единицы измерения и значения коэффициентов A приведены в табл. 6.16. При

Таблица 6.16. Формулы для расчета коэффициентов A и их значения в (6.67) — (6.72), (6.73)

Обозначение	Единица измерения	Выражение	$k_s = 0,0002 \text{ м}$	$k_s = 0,0005 \text{ м}$	$k_s = 0,001 \text{ м}$
A_R	$\text{м}^{0,25}$	$0,0894 k_s^{0,25}$	$10,6 \cdot 10^{-3}$	$13,3 \cdot 10^{-3}$	$15,92 \cdot 10^{-3}$
A_R^b	$\text{м}^{3,25}/\text{кг}$	$0,0894 k_s^{0,25}/\rho$	$10,92 \cdot 10^{-6}$	$13,64 \cdot 10^{-6}$	$16,3 \cdot 10^{-6}$
A_d	$\text{м}^{0,0475}$	$0,63 k_s^{0,475}$	0,414	0,435	0,448
A_d^b	$\text{м}^{0,62}/\text{кг}^{0,19}$	$0,63 \frac{k_s^{0,475}}{\rho^{0,19}}$	$111,5 \cdot 10^{-3}$	$117 \cdot 10^{-3}$	$121 \cdot 10^{-3}$
A_g	$\text{м}^{-0,125}$	$3,35 \frac{1}{k_s^{0,125}}$	9,65	8,62	7,89
A_g^b	$\text{кг}^{0,5}/\text{м}^{1,625}$	$3,35 \frac{\rho^{0,50}}{k_s^{0,125}}$	302	269	246
A_α	$\text{м}^{-0,19}$	$5,35 \frac{1}{k_s^{0,19}}$	26,8	22,7	19,8
A_α^b	$\text{м}^{0,53}/\text{кг}^{0,24}$	$5,35 \frac{1}{k_s^{0,19} \rho^{0,24}}$	4,81	4,05	3,54
A_l	$\text{м}^{-0,25}$	$9,1 \frac{1}{k_s^{0,25}}$	76,4	60,7	51,1

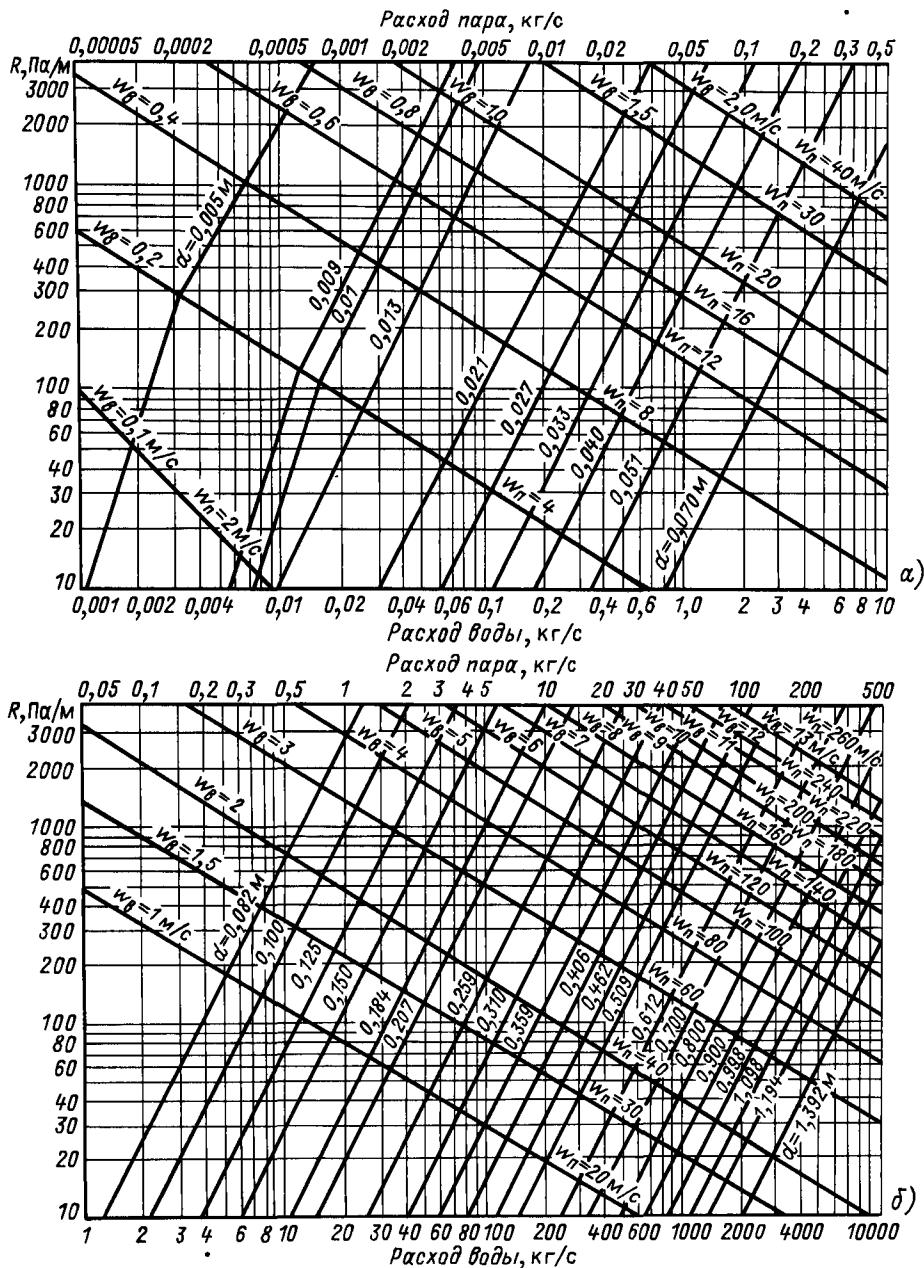


Рис. 6.40. Номограмма для гидравлического расчета трубопроводов:

$k_s = 0,5$ мм; $\delta_n = 2,45$ кг/м³; $\delta_s = 975$ кг/м³; при другой плотности пара $R_2 = \left(\frac{2,45}{\delta_2} \right) R_1$; при другой

плотности воды $R_2 = \left(\frac{975}{\delta_2} \right) R_1$; а — $d = 0,005 \div 0,070$ м; б — $d = 0,082 \div 1,392$ м

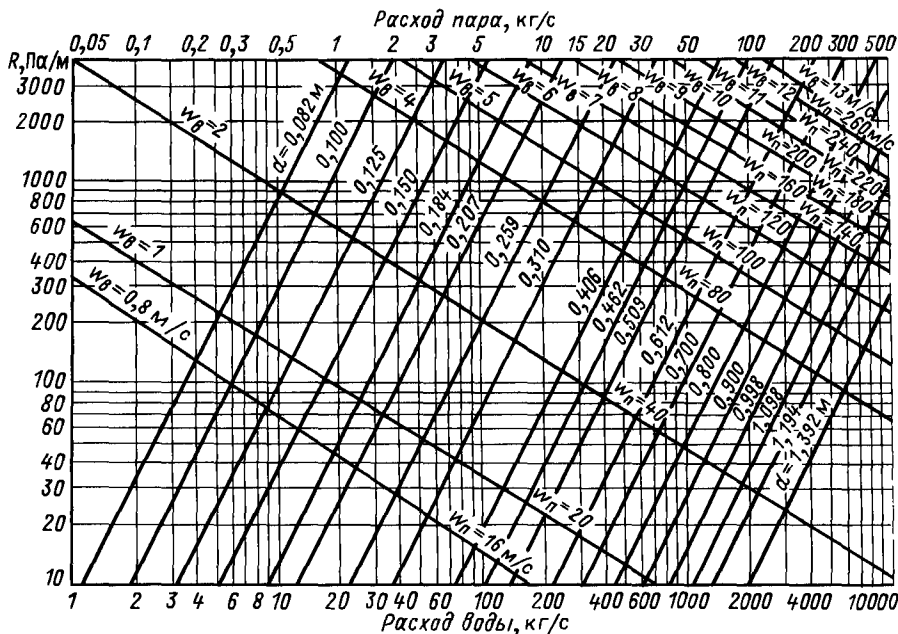


Рис. 6.41. Номограмма для гидравлического расчета трубопроводов:

$k_s = 1 \text{ мм}$; $\delta_n = 2,45 \text{ кг/м}^3$; $\delta_s = 975 \text{ кг/м}^3$; при другой плотности пара $R_2 = \left(\frac{2,45}{\delta_2} \right) R_1$; при другой плотности воды $R_2 = \left(\frac{975}{\delta_2} \right) R_1$; $d = 0,082 \div 1,392 \text{ м}$

определении значений коэффициентов A^b принято значение плотности воды $\rho = 975 \text{ кг/м}^3$, $t = 75^\circ \text{C}$.

Потеря давления в местных сопротивлениях, Па,

$$\Delta p_m = 0,8125 \sum \xi \frac{G^2}{\rho d^4}, \quad (6.73)$$

где $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений (табл. 6.17).

Коэффициент местного сопротивления задвижек и клапанов при частичном открытии [2]

$$\xi = \left[\frac{1,1 - n}{(0,67 - 0,57n)n} - 1 \right]^2,$$

где n — отношение открытой площади к полной площади клапана.

Доля местных потерь

$$\alpha = \frac{\Delta p_m}{\Delta p_n} = \frac{l_3}{l},$$

где $l_3 = A_l \sum \xi d^{1,25}$ — эквивалентная длина местных сопротивлений, м.

Значение A_l приведено в табл. 6.16.

Доля местных потерь

$$\alpha = A_\alpha \frac{\sum \xi}{l} \sqrt{G / \sqrt{\frac{\Delta p}{l}}}.$$

В частном случае для воды

$$\alpha = A_\alpha^b \frac{\sum \xi}{l} \sqrt{G / \sqrt{\frac{\Delta p}{l}}}.$$

Давление пара в конце транзитного паропровода длиной l

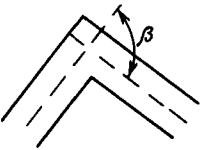
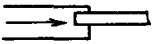
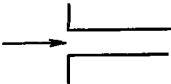
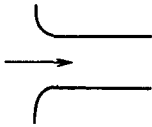
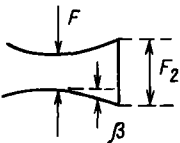
$$p_2 = p_1 \sqrt{1 - \frac{2R_{n1}(1+\alpha)}{p_1} \frac{T_{cp}}{T_1} l}.$$

Давление пара в конце паропровода-спутника, прокладываемого в общей изоляционной рубашке с длинными продуктопроводами для их обогрева,

$$p_2 = p_1 \sqrt{1 - \frac{2}{3} \frac{R_{n1}(1+\alpha)}{p_1} \frac{T_{cp}}{T_1} l},$$

где p_1 — давление в начале паропровода, Па; T_1 — абсолютная температура в начале па-

Таблица 6.17. Коэффициенты местных сопротивлений трубопроводов

Наименование	ξ	Примечание
Клапаны проходные $d=50 \div 400$ мм	4—8	—
Клапаны «Косва»	0,5—2,0	—
Задвижки нормальные	0,3—0,5	—
Кран угловой	0,4	—
Кран проходной	0,6—2,0	Зависит от сечения отверстия
Компенсатор:		
лировидный гладкий	1,7	—
волнистый	2,5	—
сальниковый	0,2	—
Водоотделитель	8—12	—
Грязевик	4—6	—
Угольник 90°	1,0	—
Колена 90° :		
гнутые гладкие $R=1,0 d$	1,0	—
гладкие $R=2 d$	0,7	—
гладкие $R=4 d$	0,3	—
гладкие $R>4 d$	0,05—0,2	—
Сварное колено (один шов):		
		
$\beta=22,5^\circ$	0,11	—
$\beta=45^\circ$	0,32	—
$\beta=60^\circ$	0,68	—
$\beta=90^\circ$	1,27	—
Тройник (встречный ток)	3,0	—
		
Входные насадки	1,0	Острая кромка
		
Входные насадки	0,5—1,0	—
		
Входные насадки с плавным изменением сечения	0,3—0,6	В зависимости от гладкости
		
Труба Вентури	$(0,15 - 0,2) \times \left[1 - \left(\frac{F_1}{F_2} \right)^2 \right]$	Наивыгоднейший угол $\beta=6 \div 8^\circ$
		

паропровода, K ; $T_{ср}$ — средняя абсолютная температура пара в паропроводе, K ; α — доля местных потерь; $R_{д1}$ — удельное падение давления в начале паропровода; l — длина паропровода.

6.5.2. ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ ГРАФИК

Пьезометрический график определяет полный напор и располагаемый напор в отдельных точках тепловой сети и в системах теплоснабжения. На основе пьезометрического графика выбирают схемы присоединения абонентов к водяной тепловой сети (рис. 6.42).

Основные требования к режиму давлений водяных тепловых сетей [6, 25]:

1) непревышение допускаемых давлений в абонентских отопительных системах, присоединенных к сети. Пьезометрический напор в обратной линии не должен превышать 45 м в системах довоенной постройки и 60 м — послевоенной;

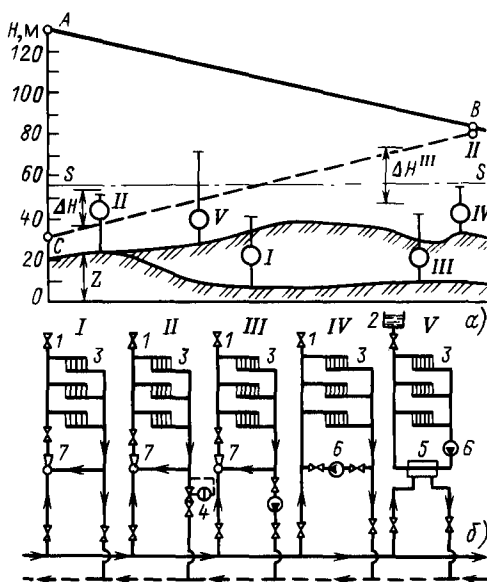


Рис. 6.42. Пьезометрический график двухтрубной водяной тепловой сети (а) и схемы присоединения отопительных установок к тепловой сети (б):

отопительные установки: I — зависящая с элеватором; II — зависящая с элеватором и регулятором давления на обратной линии; III — зависящая с элеватором и насосом на обратной линии; IV — зависящая со смесительным насосом; V — независимая; 1 — воздушный кран; 2 — расширитель; 3 — нагревательный прибор; 4 — регулятор давления «до себя»; 5 — водо-водяной подогреватель; 6 — насос; 7 — элеватор

2) обеспечение избыточного (выше атмосферного) давления в тепловой сети и абонентских системах для предупреждения подсоса воздуха;

3) обеспечение невоскипания воды в тепловой сети и местных системах;

4) обеспечение требуемого давления во всасывающих патрубках сетевых насосов из условия предупреждения кавитации. Во всасывающих камерах насосов должно поддерживаться избыточное давление не ниже 50 кПа, и пьезометрический напор в обратной линии должен быть не ниже 5 м.

6.6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

6.6.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКОВ СЕТИ

Гидравлический режим сети определяется точкой пересечения характеристик насоса и сети (рис. 6.43).

Гидравлическая характеристика тепловой сети представляет собой квадратичную параболу, описываемую уравнением

$$\Delta p = S V^2$$

или

$$\Delta H = S_0 V^2,$$

где Δp — падение давления, Па; ΔH — потеря напора, м; V — расход воды в сети, m^3/c ; S — сопротивление сети, $Pa \cdot c^2/m^6$; S_0 — сопротивление сети, $m \cdot c^2/m^6$:

$$S_0 = S / (\rho g),$$

где ρ — плотность воды, kg/m^3 ; g — ускорение свободного падения, m/c^2 .

Сопротивление отдельного участка трубопровода представляет собой падение давле-

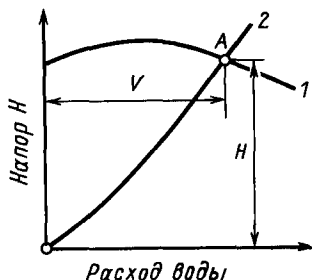


Рис. 6.43. Гидравлическая характеристика насоса (1) и тепловой сети (2)

ния, Па, или потерю напора, м, на этом участке, отнесенное к расходу $V = 1 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$S = A_S \frac{(l + l_3) \rho}{d^{5,25}};$$

$$S_0 = A_S \frac{(l + l_3)}{gd^{5,25}},$$

где l_3 — эквивалентная длина местных сопротивлений, м; A_S — постоянный коэффициент, зависящий от абсолютной эквивалентной шероховатости трубопровода ($A_S = 0,0894 k_s^{0,25}$, где k_s — абсолютная эквивалентная шероховатость, м; при $k_s = 0,0002; 0,0005; 0,001$ значения A_S соответственно равны 0,0106, 0,0133 и 0,0159).

Выбор значений k_s см. в § 6.5.

6.6.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ И СЕТЕЙ

Гидравлической характеристикой насоса называется зависимость напора H_n , м, или давления p_n , Па, создаваемого насосом, от расхода воды через насос V_n , $\text{м}^3/\text{с}$. Эта зависимость при неизменной частоте вращения рабочего колеса центробежного насоса может быть приближенно описана уравнением [6]

$$H_n = H_{0n} - S_{0n} V_n^2,$$

где H_{0n} — напор, развиваемый насосом при $V_n = 0$; S_{0n} — условное внутреннее сопротивление насоса, $\text{м} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$. Основные параметры центробежных насосов типа СЭ и Д приведены в табл. 5.2 и 5.6 кн. 3 настоящей серии.

Суммирование характеристик насосов и сетей. При последовательном соединении участков сети складываются их сопоставления $S = S_1 + S_2 + S_3$, а при параллельном — проводимости $a = a_1 + a_2 + a_3$.

Связь между сопротивлением и проводимостью

$$a = \frac{1}{\sqrt{S}} = \frac{V}{\sqrt{\Delta p}};$$

$$a_0 = \frac{1}{\sqrt{S_0}} = \frac{V}{\sqrt{H}};$$

$$S = \frac{1}{a^2} = \frac{\Delta p}{V^2};$$

$$S_0 = \frac{1}{a_0^2} = \frac{\Delta H}{V^2}.$$

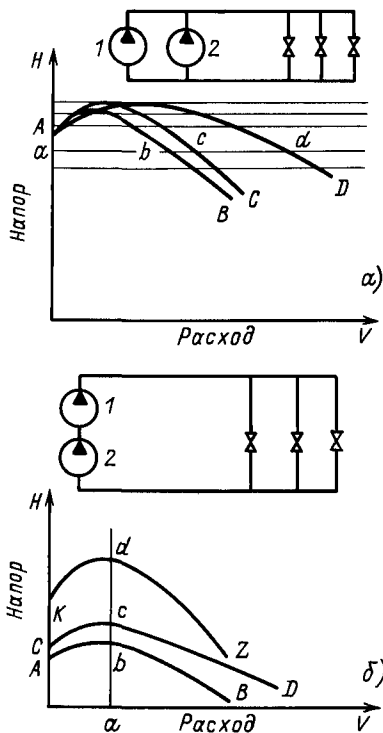


Рис. 6.44. Построение суммарной характеристики насосов:

a — параллельно включенные насосы; *б* — последовательно включенные насосы

Суммарная характеристика параллельно включенных насосов строится путем сложения расходов (подач) этих насосов при одних и тех же напорах (рис. 6.44, *a*).

Суммарная характеристика *n* включенных параллельно насосов с одинаковыми характеристиками описывается приближенно уравнением

$$H_n^{\text{пар}} = H_{0n} - S_{0n}^{\text{пар}} (n V_n)^2,$$

где $S_{0n}^{\text{пар}} = S_{0n}/n^2$.

Суммарная характеристика последовательно включенных насосов строится путем сложения напоров этих насосов при одних и тех же расходах (рис. 6.44, *б*).

Суммарная характеристика *n* включенных последовательно насосов с одинаковыми характеристиками описывается приближенно уравнением

$$H_n^{\text{пос}} = n H_{0n} - S_{0n}^{\text{пос}} V_n^2,$$

где $S_{0n}^{\text{пос}} = n S_{0n}$.

6.6.3. ВОДОСТРУЙНЫЕ ЭЛЕВАТОРЫ

Данные о типовом стальном элеваторе конструкции ВТИ — Теплосеть Мосэнерго приведены на рис. 6.45 и в табл. 6.18.

Таблица 6.18. Основные размеры водоструйных элеваторов конструкции ВТИ — Теплосеть Мосэнерго

Размер	Номер элеватора						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Диаметр камеры смешения, мм	15	20	25	30	35	47	59
Строительная длина, мм	425		625			720	

Размеры типовых водоструйных элеваторов подбираются по сопротивлению местной отопительной системы S и коэффициенту смешения u .

Диаметр камеры смешения, м,

$$d_3 = 1,13 \sqrt[4]{\frac{595 - 430 \left(\frac{u}{1+u} \right)^2}{S}}, \quad (6.74)$$

где S — сопротивление местной отопительной системы, $\text{Па} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$.

Для предварительных расчетов при обычных $u = 1 \div 3$ можно пользоваться упрощенной формулой

$$d_3 = 5/\sqrt[4]{S}.$$

По найденному значению d_3 , м, выбирают ближайший типовой размер элеватора.

Диаметр сопла элеватора, м,

$$d_1 = d_3 / \sqrt{(0,00062 S d_3^4 + 0,6) (1+u)^2 - 0,44 u^2}.$$

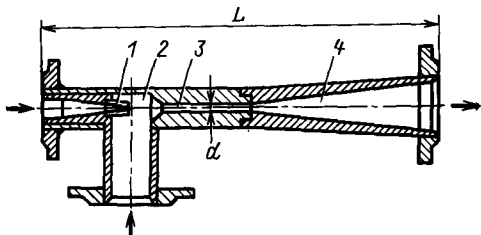


Рис. 6.45. Элеватор конструкции ВТИ — Теплосеть Мосэнерго:

1 — сопло; 2 — приемная камера; 3 — смесительная камера; 4 — диффузор

Перепад давлений в рабочем сопле элеватора, Па,

$$\Delta p_p = G_p^2 v_p / (2 \varphi_1^2 f_1^2),$$

где G_p — расход рабочей воды, кг/с; v_p — удельный объем воды, $\text{м}^3/\text{кг}$; φ_1 — коэффициент скорости рабочего сопла, обычно принимается равным 0,95; f_1 — сечение сопла, м^2 .

Перепад давлений, создаваемый элеватором, Па,

$$\Delta p_c = S G_p^2 (1+u)^2 v_c^2,$$

где S — сопротивление местной отопительной системы, $\text{Па} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$; v_c — удельный объем воды в местной системе, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Уравнение характеристики водоструйных элеваторов с цилиндрической камерой смешения [25] имеет вид

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \varphi_1^2 \frac{f_1}{f_3} \left[2\varphi_2 + \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) \times \right. \\ \left. \times \frac{f_1}{f_{n2}} u^2 - (2 - \varphi_3^2) \frac{f_1}{f_3} (1+u)^2 \right], \quad (6.75)$$

где $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$ — коэффициенты скорости соответственно рабочего сопла, камеры смешения, диффузора, входного участка камеры смешения (при хорошем выполнении и тщательной сборке рекомендуется принимать $\varphi_1 = 0,95$; $\varphi_2 = 0,975$; $\varphi_3 = 0,9$; $\varphi_4 = 0,925$); f_1 и f_3 — сечения рабочего сопла и цилиндрической камеры смешения; f_{n2} — сечение инжектируемого потока при входе в цилиндрическую камеру смешения ($f_{n2} = f_3 - f_1$).

Для местного количественного регулирования отопительной нагрузки применяются элеваторы с регулируемым выходным сечением рабочего сопла (рис. 6.46). При снижении отопительной нагрузки регулирующая игла вдвигается в сопло, что приводит к уменьшению выходного сечения сопла f_1 . В результате уменьшается расход сетевой воды V_p , но возрастает коэффициент инжекции u , поэтому расход воды через отопительную систему $V_c = V_p (1+u)$ уменьшается медленнее, чем расход сетевой воды через сопло (рис. 6.47). Характеристика элеватора с регулируемым сечением сопла рассчитывается по (6.75).

Установка регулирующей иглы вызывает снижение коэффициентов скорости сопла и входного участка камеры смешения [6]. В пределах изменения $\overline{f}_1$ от 1 до 0,2 коэффициент скорости сопла

$$\varphi_1 = 0,7 + 0,2 \overline{f}_1,$$

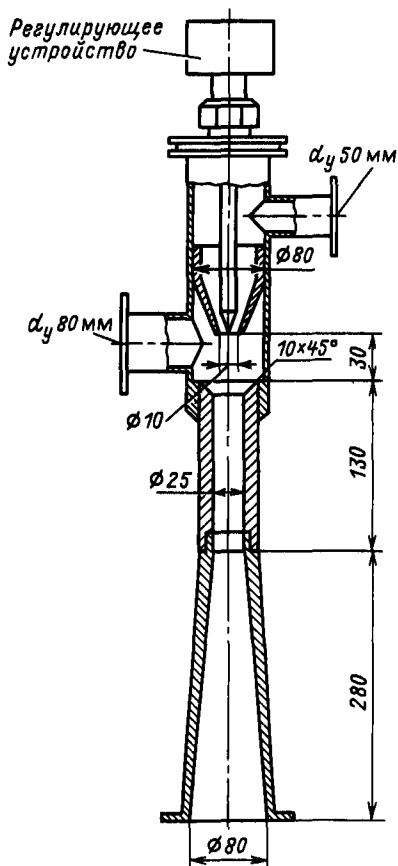


Рис. 6.46. Элеватор № 3 с регулируемым выходным сечением рабочего сопла

где $\bar{F}_1$ — относительная площадь выходного сечения сопла, т. е. отношение рабочей выходной площади при введенной в него регулирующей игле к площади сопла без иглы.

Коэффициент скорости входного участка камеры смешения $\varphi_4 = 0,9$.

6.7. РАЙОННЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

6.7.1. НАЗНАЧЕНИЕ И РЕЖИМ РАБОТЫ

Районные котельные предназначены для централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также для покрытия пиковых тепловых нагрузок в теплофикационных системах.

Сооружение районных котельных требует меньших капиталовложений и может быть проведено в более короткие сроки, чем сооружение ТЭЦ той же тепловой мощности. Поэтому во многих случаях теплофикацию районов начинают с сооружения районных котельных. До ввода в работу ТЭЦ эти котельные являются основным источником теплоснабжения района. После ввода ТЭЦ в работу эти котельные используются в качестве пиковых. Котельные сооружают на площадках ТЭЦ или в районах теплопотребления.

В районных котельных устанавливают водогрейные котлы или паровые котлы низкого давления (1,2—2,4 МПа).

При работе на газе предпочтительны водогрейные котлы; при работе на мазуте или на твердом топливе — паровые котлы низкого давления. Водогрейные котлы на газомазутном (типа ПТВМ и КВГМ) и на твердом (типа КВТК) топливе выпускает ПО «Барнаульский котельный завод».

Паровые котлы низкого давления на твердом топливе типа Е-100 производительностью 100 т/ч (28 кг/с) и типа Е-160 производительностью 160 т/ч (44 кг/с) на давление пара соответственно 1,4 и 2,4 МПа выпускает таганрогский завод «Красный котельщик» [3, 9].

Для надежной работы водогрейных котлов при непосредственном подогреве в них сетевой воды необходимо обеспечить такое ее качество, чтобы было исключено: накипеобразование, рост температурных разверок, увеличение гидравлического сопротивления.

При недостаточном качестве сетевой воды водогрейные котлы включают в систему теплоснабжения по независимой схеме, при которой теплота, полученная в водогрейном котле, передается сетевой воде через водо-водяной теплообменник с помощью воды, циркулирующей

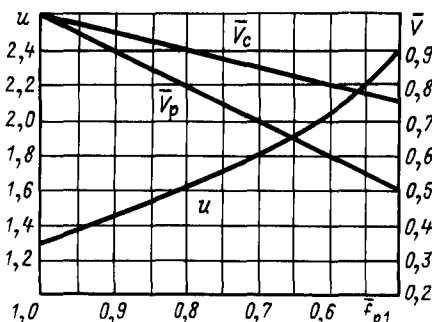


Рис. 6.47. Режим работы элеватора с регулируемым соплом на отопительную установку (u , $\bar{V}_p$, $\bar{V}_c$) = ψ ($\bar{F}_1$)

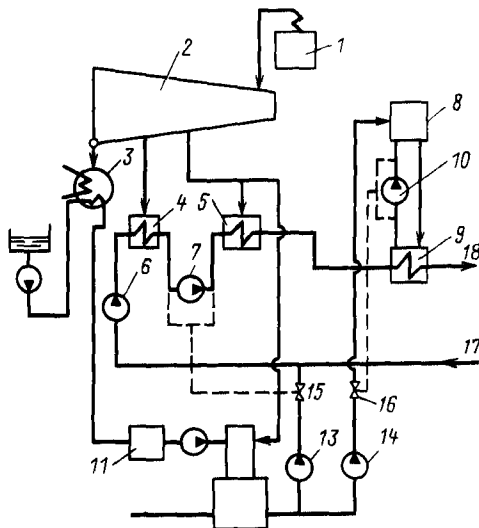


Рис. 6.48. Включение пиковой водогрейной котельной в систему централизованного теплоснабжения по независимой схеме:

1 — энергетический котел; 2 — теплофикационная турбина; 3 — конденсатор; 4, 5 — теплофикационный подогреватель первой и второй ступеней; 6, 7 — сетевые насосы первой и второй ступеней; 8 — пиковый водогрейный котел; 9 — водо-водяной теплообменник пикового котла; 10 — циркуляционный насос контура пикового котла — теплообменник; 11 — химводоочистка; 12 — деаэрактор подпиточной воды; 13, 14 — подпиточные насосы; 15, 16 — регулировочные клапаны подпитки тепловой сети и пикового котла; 17, 18 — обратная и подающая магистрали тепловой сети

шей в замкнутом контуре котел — теплообменник (рис. 6.48).

При применении паровых котлов теплота передается сетевой воде также через пароводяной теплообменник.

На рис. 6.49 показана система теплоснабжения от ТЭЦ и пиковых водогрейных котельных при качестве сетевой воды, допускающем включение пиковых котельных по зависимой схеме.

Тепловые потребители, расположенные между ТЭЦ и пиковой котельной района (ПКР), снабжаются теплотой из подающей магистрали сети, температура в которой определяется режимом подогрева на ТЭЦ.

Для возможности корректировки температурного и гидравлического режимов систем теплоснабжения неавтономных абонентов установлена насосная смесительная подстанция 13.

Часть сетевой воды поступает к автономным абонентам, системы теплоснабжения

которых могут получать теплоту как от ТЭЦ, так и от пиковой котельной района 4. Для создания стабильного гидравлического режима в системе теплоснабжения автономных абонентов установлена насосная подстанция 14.

На рис. 6.50 приведены примерный гра-

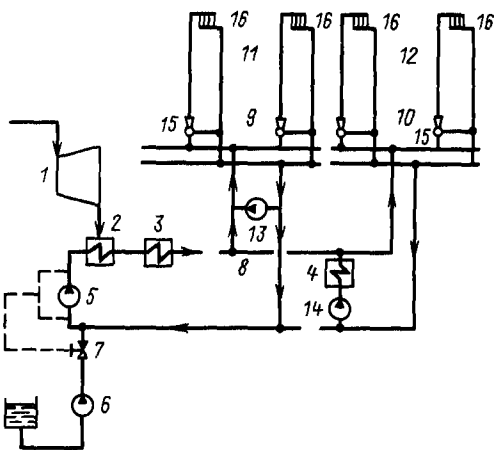


Рис. 6.49. Схема включения ТЭЦ и пиковых котельных:

1 — турбина; 2 — теплофикационный подогреватель; 3 — пиковая котельная ТЭЦ; 4 — сетевой насос; 5 — подпиточный насос ТЭЦ; 6 — регулятор подпитки; 7 — тепловая сеть; 8 — распределительная тепловая сеть неавтономного района; 9 — распределительная тепловая сеть автономного района; 10 — неавтономный район; 11 — автономный район; 12, 13 — подмешивающие насосы; 14 — элеваторный узел; 15 — система отопления

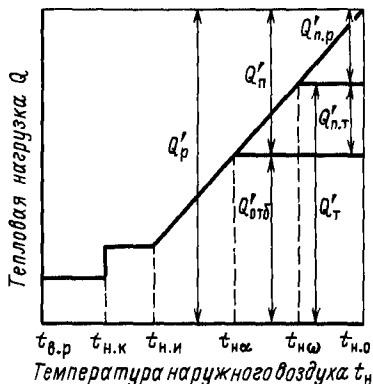


Рис. 6.50. График тепловой нагрузки, удовлетворяемой от различных источников теплоснабжения

фик отопительно-бытовой тепловой нагрузки $Q=f(t_n)$ и характер его покрытия различными тепловыми источниками, а на рис. 6.51 — температурный и гидравлический режимы тепловой сети при совместной работе ТЭЦ и ПКР.

При использовании водогрейной котельной в качестве основного источника теплоснабжения района температура сетевой воды, поступающей в котельную, изменяется в течение отопительного сезона от 35 до 70 °С. При работе котельной в качестве пиковой сетевая вода поступает в котельную при более высокой температуре — около 90—110 °С — и выходит при температуре 120—150 °С.

Для предупреждения коррозии низкотемпературной поверхности нагрева температура воды на входе в котел должна быть выше температуры точки росы продуктов сгорания, т. е. не ниже 60 °С при работе на природном газе, 70 °С при работе на малосернистом мазуте, 110 °С при работе на высокосернистом мазуте. Выполнение указанного условия обеспечивается соответствующей схемой рециркуляции подогретой воды (рис. 6.52).

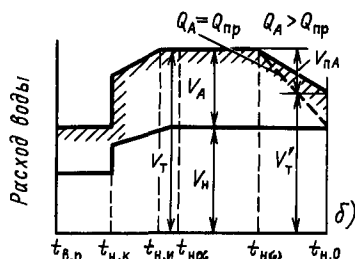
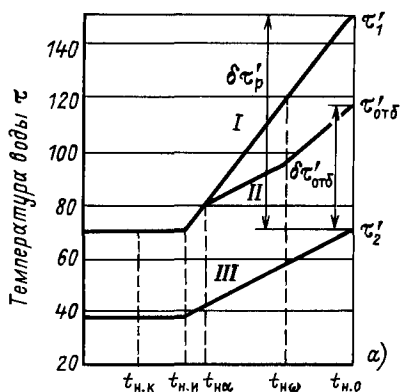


Рис. 6.51. Режим совместной работы ТЭЦ и пиковых котельных:

а — температурный режим; б — гидравлический режим; I—III — температура воды соответственно в подающей линии сети, после теплофикационных подогревателей ТЭЦ, в обратной линии

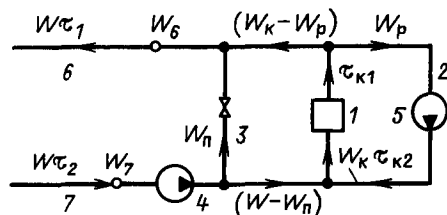


Рис. 6.52. Схема потокораспределения в пиковой котельной района или в изолированно работающих районных котельных:

1 — котел; 2 — рециркуляционная линия; 3 — переключатель; 4 — насос сетевой воды; 5 — насос рециркуляционный; 6 — подающая линия теплосети; 7 — обратная линия теплосети

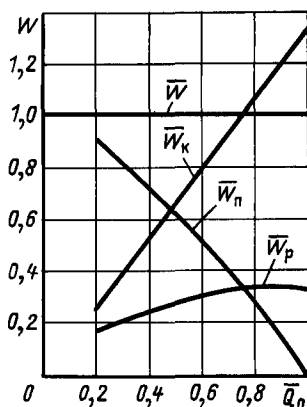


Рис. 6.53. Зависимость потокораспределения в районной котельной от относительной отопительной нагрузки при $\tau_{к1}=150\text{ °C}=\text{const}$ и $\tau_{к2}=90\text{ °C}=\text{const}$:

$\bar{W}_к$, $\bar{W}_п$, $\bar{W}_p$ — относительные эквиваленты расхода воды соответственно через котел, переключатель, на рециркуляцию

Относительные эквиваленты расхода воды:

через котел

$$\bar{W}_к = \frac{W_к}{W} = \frac{\tau_1 - \tau_2}{\tau_{к1} - \tau_{к2}}; \quad (6.76)$$

через переключатель

$$\bar{W}_п = \frac{W_п}{W} = \frac{\tau_{к1} - \tau_1}{\tau_{к1} - \tau_2}; \quad (6.77)$$

на рециркуляцию

$$\bar{W}_p = \frac{W_p}{W} = \bar{W}_к + \bar{W}_п - 1. \quad (6.78)$$

На рис. 6.53 показана зависимость по-

токораспределения в районной водогрейной котельной от относительной отопительной нагрузки.

6.7.2. ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ

Водогрейные котлы работают обычно по прямоточному принципу с постоянным расходом воды. В котлах некоторых систем наряду с подогревом воды можно вырабатывать пар низкого давления (комбинированные пароводогрейные котлы).

В районных водогрейных котельных, а также на ТЭЦ широко применяются газомазутные водогрейные агрегаты типа КВ-ГМ (котел водогрейный газомазутный) мощностью 58, 116 или 210 МДж/с (табл. 6.19 и 6.20). Эти котлы могут работать как в основном, так и в пиковом режиме [3, 9].

При работе в основном режиме котел включен по четырехходовой схеме, при работе в пиковом режиме — по двухходовой схеме. На рис. 6.54 показан водогрейный котел

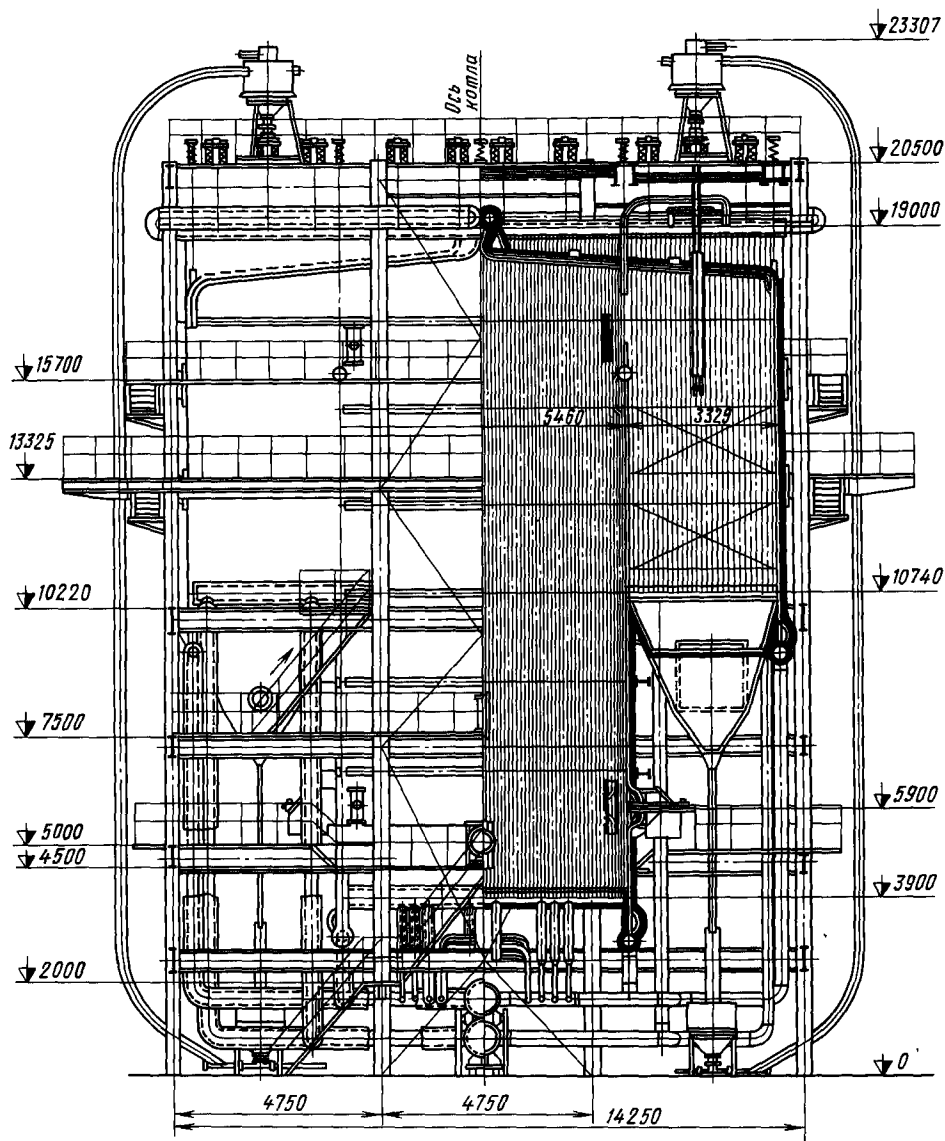


Рис. 6.54. Пиковый водогрейный котел КВ-ГМ-180 на газомазутном топливе расчетной производительностью 210 МВт

Таблица 6.19. Водогрейные котлы типа КВ-ГМ на газомазутном топливе

Характеристика	Типоразмер котла		
	КВ-ГМ-50	КВ-ГМ-100	КВ-ГМ-180
Тепловая мощность при работе на газе, МДж/с	58	116	210
Площадь радиационной поверхности топки, м ²	245	325	568
Площадь конвективной поверхности, м ²	1223	2385	5310
Объем топочной камеры, м ³	251	388	763
Габариты по осям колонн, м:			
ширина	5,7	5,7	14,4
глубина	5,8	9,7	7,3
высота	12,8	12,8	23,0

Таблица 6.20. Гидравлические характеристики водогрейных котлов КВ-ГМ

Типоразмер котла	Расход воды, кг/с		Потеря давления, МПа	
	двухходовая схема	четырёхходовая схема	двухходовая схема	четырёхходовая схема
КВ-ГМ-50	342	172	0,075	0,133
КВ-ГМ-100	684	343	0,079	0,165
КВ-ГМ-180	1220	—	0,104	—

КВ-ГМ-180. Основные данные о водогрейных котлах серийного производства см. в табл. 6.21.

Таблица 6.21. Стальные водогрейные котлы серийного производства [30]

Типоразмер котла	Номинальная мощность, МДж/с	Площадь поверхности нагрева, м ²	Расчетный расход воды, кг/с	Расчетная температура воды на входе, °С	Расчетная потеря давления воды, МПа	Сжигаемое топливо	КПД котла брутто, %, при расчетной производительности
ТВГ-4р	5,0	160	15,0	70	—	Газ	90
КВ-ГМ-4	4,65	127	13,8	70	0,12	Газ или мазут	90,5 или 86
КВ-ТС-4	4,65	127	13,8	70	0,10	Каменный или бурый уголь	82 или 81
КВ-ГМ-6,5	7,55	199	22,2	70	0,12	Газ или мазут	91 или 87
КВ-ТС-6,5	7,55	199	22,2	70	0,11	Каменный или бурый уголь	82
ТВГ-8м	9,65	292	29	70	0,14	Газ	90
КВ-ГМ-10	11,6	295	34,3	70	0,15	Газ или мазут	90 или 89
КВ-ТС-10	11,6	277	34,3	70	0,11	Каменный или бурый уголь	81 или 83
КВ-ГМ-20	23,3	513	68,7	70	0,23	Газ или мазут	90 или 88
КВ-ТС-20	23,3	489	68,7	70	0,15	Каменный или бурый уголь	79 или 81
КВ-ГМ-30	35	720	103	70	0,19	Газ или мазут	90 или 88
ПТВМ-30м	46,5	822	139	70	0,17	То же	91 или 88
	или 40,7		или 122				
КВ-ГМ-50	58	1468	172	70	0,133	» »	92,5 или 91
			или 342	110	0,075	» »	
ЭЧМ-60-ШМ	70	1491	213	70	0,17	Каменный или бурый уголь	89 или 87
КВ-ГМ-100	116	2710	343	70	0,165	Газ или мазут	92,5 или 91
			или 684	110	0,079		
ПТВМ-180	210	5979	1020	110	0,019	Газ	89
КВ-ГМ-180	210	5880	610	110	0,104	»	
			или 1220				

Продолжение табл. 6.21

Примечания: 1. Разные значения расчетных расходов и температур сетевой воды для котлов КВ-ГМ-50, КВ-ГМ-100 и КВ-ГМ-180 относятся соответственно к режимам их работы в качестве основных или ликовых источников теплоты. Котел типа ПТВМ-180 предназначен для работы только в пиковом режиме.

2. Котлы серии КВ-ГМ производительностью более 30 МДж/с могут работать также при температурах воды на входе 120 и на выходе 200 °С с сохранением тех же расчетных расходов воды.

3. Расчетная температура на выходе равна 150 °С для всех водогрейных котлов, указанных в таблице.

6.8. ТЕПЛОНАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

6.8.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Тепловыми насосами называются установки, при помощи которых осуществляется перенос энергии в форме теплоты от более низкого к более высокому температурному уровню, необходимому для теплоснабжения. Основное назначение этих установок состоит в использовании теплоты низкопотенциальных источников, например окружающей среды.

Для осуществления теплонасосного процесса необходима затрата внешней энергии любого вида: механической, химической, кинетической, электрической и др. В зависимости от вида используемой энергии теплонасосные установки разделяются на компрессионные, абсорбционные, струйные, термоэлектрические и др.

Основное применение в настоящее время находят два типа теплонасосных установок:

компрессионные для теплоснабжения отдельных зданий или групп зданий, а также для теплоснабжения отдельных промышленных цехов или установок;

термоэлектрические для теплоснабжения отдельных помещений или небольших зданий.

На рис. 6.55 показаны принципиальная схема идеального парового компрессионного теплового насоса (а) и цикл его работы в T, s -диаграмме (б).

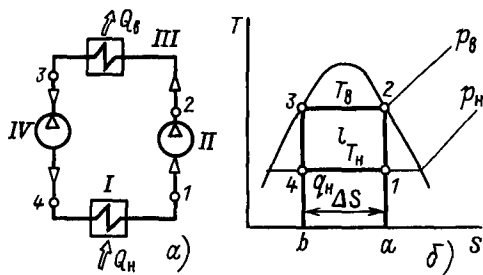


Рис. 6.55. Принципиальная схема компрессионного идеального теплового насоса (а) и его цикл в T, s -диаграмме (б):

I — испаритель; II — компрессор; III — конденсатор; IV — дроссельный клапан; V — сепаратор жидкости

Удельная работа, кВт·ч/ГДж, или расход электрической энергии, отнесенной к единице теплоты с температурой T_n , определяется для идеального обратного цикла Карио по формуле [27]

$$\mathcal{E}_{ид} = 278 \left(1 - \frac{T_n}{T_b} \right),$$

где T_n, T_b — нижний и верхний температурные уровни, К.

Величина, обратная удельной работе, называется *коэффициентом трансформации теплоты* или *коэффициентом преобразования*. Коэффициент трансформации теплоты идеального обратного цикла Карно, кДж/(кВт·ч),

$$\mu_{ид} = \left(3600 \frac{T_b}{T_n} \right) / \left(\frac{T_b}{T_n} - 1 \right).$$

Для идеального цикла при $0 < T_n/T_b < 1$ безразмерное значение $\mathcal{E}_{ид} < 1$, а безразмерное значение $\mu_{ид} > 1$. При снижении отношения T_n/T_b увеличивается $\mathcal{E}_{ид}$ и снижается $\mu_{ид}$. В действительных паровых компрессионных теплонасосных установках удельная затрата работы $\mathcal{E} > \mathcal{E}_{ид}$ и соответственно ко-

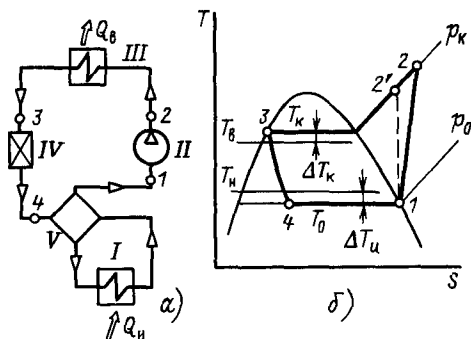


Рис. 6.56. Принципиальная схема реального теплового насоса (а) и его цикл в T, s -диаграмме (б):

I — испаритель; II — компрессор; III — конденсатор; IV — дроссельный клапан; V — сепаратор жидкости

эфицент трансформации теплоты $\mu < \mu_{ид}$ вследствие:

энергетических потерь из-за необратимого теплообмена между источником низкого потенциала и рабочим агентом в испарителе, а также между рабочим агентом и теплоносителем повышенного потенциала в конденсаторе;

замены детандера дроссельным клапаном; сжатия в компрессоре перегретого пара рабочего агента по необратимой политропе вместо обратимого сжатия влажного пара в идеальной установке.

В качестве рабочего агента в теплонасосных установках используют обычно фреоны. Основные свойства холодильных агентов приведены в табл. 5.9.

На рис. 6.56 показаны схема реальной паровой компрессионной теплонасосной установки (а) и цикл ее работы в T, s -диаграмме.

6.8.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ

Удельная внутренняя работа на единицу расхода рабочего агента, кДж/кг,

$$l_u = h_2 - h_1 = (h'_2 - h_1)/\eta_i,$$

где $h'_2 - h_1$ — разность энтальпий при изотропном сжатии; η_i — внутренний относительный (индикаторный, адиабатный) КПД компрессора. Для предварительных расчетов можно принимать $\eta_i = 0,75 \div 0,85$.

Удельная затрата электрической энергии на привод компрессора, кДж/кг,

$$l = l_u / \eta_{эм},$$

где $\eta_{эм}$ — электромеханический КПД компрессора (в среднем $\eta_{эм} = 0,9 \div 0,95$).

Удельное количество теплоты, подведенной в испарителе на единицу расхода рабочего агента, кДж/кг,

$$q_0 = h_1 - h_4.$$

Удельное количество теплоты повышенного потенциала, отводимой в конденсаторе на единицу расхода рабочего агента, кДж/кг,

$$q_k = h_2 - h_3 = q_0 + l_u.$$

Удельный расход электрической энергии на единицу теплоты повышенного потенциала, отводимой из конденсатора, кДж/кг,

$$\varepsilon = l / q_k.$$

Коэффициент трансформации теплоты

$$\mu = q_k / l.$$

Коэффициент полезного действия теплового насоса

$$\eta = \left(1 - \frac{T_n}{T_b}\right) q_k / l.$$

Массовый расход рабочего агента в теплонасосной установке, кг/с,

$$G = Q_b / q_k,$$

где Q_b — расчетная тепловая мощность теплового насоса, кДж/с.

Мощность электропривода компрессора, кВт,

$$N_k = G l.$$

Расчетная тепловая нагрузка испарителя, кДж/с,

$$Q_0 = G q_0.$$

6.8.3. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Теплонасосные установки целесообразно использовать для удовлетворения постоянной тепловой нагрузки при наличии постоянного источника низкопотенциальной теплоты и при относительно небольшом необходимом теплоподъеме, т. е. при небольшом значении $\Delta T = T_b - T_n$ или при отношении T_n / T_b , близком к единице. Такие условия обычно имеют место при постоянной промышленной тепловой нагрузке невысокого потенциала или при нагрузке горячего водоснабжения при наличии отходов низкопотенциальной промышленной теплоты с температурой 20—40 °С и выше. В этих условиях теплонасосные установки как по энергетическим показателям (расходу топлива), так и по приведенным затратам вполне конкурентоспособны с высокоэкономичными котельными установками.

Экономичность теплонасосных установок снижается с ростом отношения температур T_b / T_n , а также при использовании этих установок для удовлетворения сезонной тепловой нагрузки, например отопления, изменяющегося в течение отопительного сезона в широких пределах в зависимости от температуры наружного воздуха. Для большинства районов СССР максимальная отопительная нагрузка превышает среднюю отопительную нагрузку за сезон примерно в 2 раза. Кроме того, при обычных системах отопления с конвективными нагревательными приборами требуется перемещенный потенциал теплоты для удовлетворения этой нагрузки. Поэтому при максимальной отопительной нагрузке, имеющей место при наиболее низких наружных темпе-

ратурах отопительного сезона, теплонасосная установка должна не только трансформировать максимальное количество теплоты $Q_{\text{н}}$, но и осуществлять при этом максимальный теплоподъем $T_{\text{в}} - T_{\text{н}}$, причем обычно максимум отопительной нагрузки, имеющей место в наиболее холодный период отопительного сезона, совпадает с электрическим максимумом энергосистемы.

Для повышения экономичности теплонасосных установок, удовлетворяющих сезонную нагрузку, их сочетают с пиковыми котельными таким образом, чтобы базовая часть круглогодичной нагрузки удовлетворялась от теплонасосной установки, а оставшая часть нагрузки, в основном пиковая, — от пиковой котельной.

На рис. 6.57 показана принципиальная

схема такой теплоснабжающей станции с двумя источниками теплоты (теплонасосной установкой и пиковой котельной), а на рис. 6.58 дано распределение тепловой нагрузки между этими установками.

Передача пиковой отопительной нагрузки на пиковую котельную снижает капитальные вложения на сооружение станций теплоснабжения, так как удельные вложения на единицу расчетной тепловой нагрузки для пиковой ко-

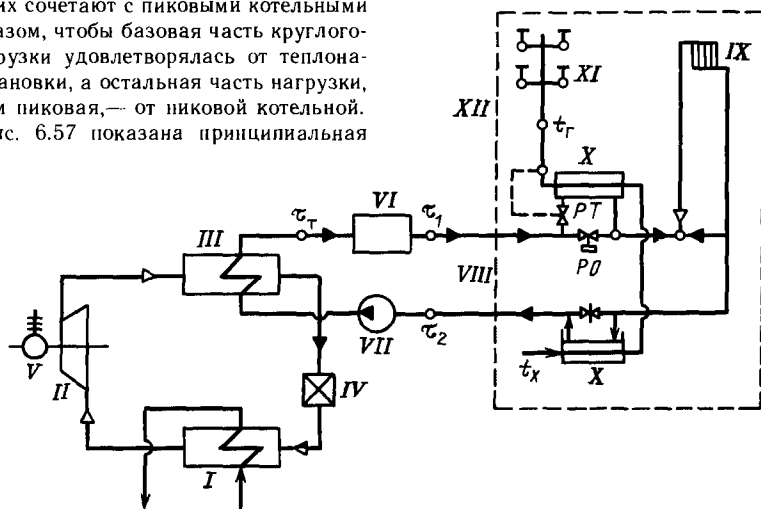


Рис. 6.57. Принципиальная схема теплоснабжения от теплонасосной установки:

I — испаритель; II — компрессор; III — конденсатор; IV — дроссельный вентиль; V — электропривод компрессора; VI — пиковая котельная; VII — сетевой насос; VIII — тепловая сеть; IX — отопительный прибор; X — водо-водяной теплообменник горячего водоснабжения; XI — водоразборный кран; XII — тепловой потребитель

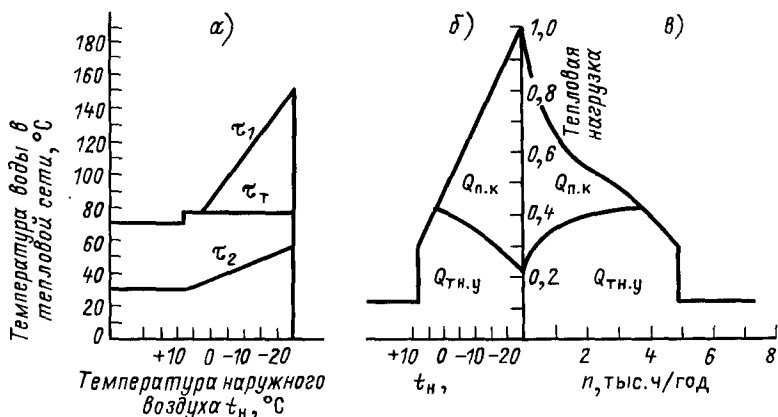


Рис. 6.58. Распределение тепловой нагрузки между теплонасосной установкой и пиковой котельной:

а — график температур; б — график тепловой нагрузки; в — годового отпуска теплоты; t_2 , t_1 , t_1 — температуры воды соответственно в обратной линии, после теплонасосной установки, после пиковой котельной; $Q_{\text{тн.у}}$, $Q_{\text{п.к}}$ — тепловые нагрузки теплонасосной установки и пиковой котельной

тельной в 6—8 раз ниже, чем для теплонасосной установки. При таком решении существенно снижается также значение теплоподъема, осуществляемого теплонасосной установкой, благодаря чему уменьшаются удельные затраты энергии на трансформацию теплоты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Автоматизированные** системы теплоснабжения и отопления / С. А. Чистович, В. К. Аверьянов, Ю. А. Темпель, С. И. Быков. Л.: Стройиздат, 1987.
2. **Альтшуль А. Д.** Гидравлическое сопротивление. М.: Недра, 1982.
3. **Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я.** Производственные и отопительные котельные. М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. **Горин В. И., Соколов Е. Я., Зингер Н. М.** Пути повышения надежности теплоснабжения // Теплоэнергетика. 1982. № 8. С. 19—24.
5. **Громов Н. К.** Абонентские устройства водяных тепловых сетей. М.: Энергия, 1979.
6. **Зингер Н. М.** Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. М.: Энергоатомиздат, 1986.
7. **Инструкция** по эксплуатации тепловых сетей. М.: Энергия, 1972.
8. **Левин Б. И., Шубин Е. П.** Теплообменные аппараты систем теплоснабжения. М.—Л.: Энергия, 1965.
9. **Либерман Н. Б., Нянкoвская М. Т.** Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения. М.: Энергия, 1979.
10. **Лапотышкина Н. П., Сазонов Р. П.** Водоподготовка и водно-химический режим тепловых сетей. М.: Энергоиздат, 1982.
11. **Лямин А. А., Скворцов А. А.** Проектирование и расчет конструкций тепловых сетей. М.: Стройиздат, 1965.
12. **Мелентьев Л. А.** Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983.
13. **Меренков А. П., Хасилев В. Я.** Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985.
14. **Нормы** технологического проектирования электростанций и тепловых сетей. М.: Энергия, 1974.
15. **Нормы** расчета элементов паровых котлов на прочность // Тр. ЦКТИ. 1965. Вып. 11.
16. **Пиковые** водогрейные котлы большой мощности / Н. И. Жирнов, Л. Б. Кроль, Э. М. Лившиц, Ю. И. Рабкин. М.—Л.: Энергия, 1964.
17. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергия, 1977.
18. **Сафонов А. П.** Автоматизация систем централизованного теплоснабжения. М.: Энергия, 1974.
19. **Сидельковский Л. Н., Юрнев В. Н.** Парогенераторы промышленных предприятий. М.: Энергия, 1978.
20. **Справочник** проектировщика. Проектирование тепловых сетей / Под ред. А. А. Николаева. М.: Стройиздат, 1965.
21. **СНиП 2.04.07-86.** Тепловые сети. М.: Стройиздат, 1987.
22. **СНиП 2.04.01-85.** Внутренний водопровод. М.: Стройиздат, 1986.
23. **СНиП II-3-79.** Строительная теплотехника. М.: Стройиздат, 1979.
24. **СНиП II-A-6-72.** Строительная климатология и геофизика. М.: Стройиздат, 1973.
25. **Соколов Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат, 1982.
26. **Соколов Е. Я., Мартынов В. А.** Эксергетический метод расчета процессов преобразования теплоты в паротурбинном цикле // Изв. вузов СССР. Энергетика. 1983. № 1. С. 67—70.
27. **Соколов Е. Я., Бродянский В. М.** Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М.: Энергоиздат, 1981.
28. **Стрижевский И. В., Сурис М. А.** Защита подземных теплопроводов от коррозии. М.: Энергоатомиздат, 1983.
29. **Теплотехническое** оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий / Под ред. Б. Н. Голубкова. М.: Энергия, 1979.
30. **Шубин Е. П.** Основные вопросы проектирования систем теплоснабжения городов. М.: Энергия, 1979.
31. **Энергетика СССР в 1981—1985 гг.** / Под ред. А. М. Некрасова и А. А. Троицкого. М.: Энергоиздат, 1981.

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

СИСТЕМЫ ТЕПЛОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. СОСТАВ СИСТЕМ ТЕПЛОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Половина потребляемого промышленностью топлива и более трети электроэнергии преобразуется на специальных станциях и установках в энергетический потенциал разнообразных энергоносителей (теплоту пара и горячей воды; энергию давления сжатого воздуха; холод технической воды, аммиака или искусственных рассолов и т. п.), используемых в технологическом комплексе предприятия; остальная часть топлива и электроэнергии используется в технологическом комплексе непосредственно.

Около 35 % необходимой теплоты, 95 % электроэнергии, 100 % природного газа, твердого и жидкого топлива промышленные предприятия получают из мощных всесоюзных (единых) и районных энергетических систем (топливоснабжения — ЕСТ, газоснабжения — ЕСГ, электроснабжения — ЕЭС, теплоснабжения — РСТ). Остальная потребность в теплоте и других необходимых предприятию энергоносителях обеспечивается функционирующим на каждом предприятии набором специальных энергетических станций.

Система теплоэнергоснабжения промышленного предприятия (СТЭС ПП) (рис. 7.1) — единый, взаимосвязанный технически и экономически комплекс, включающий: сооруженные и устанавливаемые, обеспечивающие прием, трансформацию и аккумуляцию энергоресурсов и энергоносителей от всесоюзных или районных энергосистем (ЦТП, ГРП, ТХ и т. п.);

энергетические станции и установки предприятия для централизованной выработки остальных необходимых потребителям предприятия энергоресурсов и энергоносителей, их трансформации и аккумуляции (ТЭЦ, котельные, насосные, компрессорные, воздухоразделительные станции и т. д.);

утилизационные установки и станции, производящие энергоносители за счет исполь-

зования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) технологического комплекса предприятия [утилизационные ТЭЦ, котлы-утилизаторы (КУ), установки по очистке и повторному использованию сточных вод, по улавливанию и очистке горючих отходов технологических процессов и т. д.];

трубопроводные и иные подсистемы, обеспечивающие транспортировку к потребителям предприятия и распределение между ними энергоносителей и энергоресурсов, произведенных его энергетическими станциями и утилизационными установками, а также полученных из всесоюзных или районных энергосистем. Системы электроснабжения — крупнейшие системы единого комплекса энергообеспечения предприятий (см. разд. 4) — в состав СТЭС ПП не включены, хотя наличие связей с ними учитывается при анализе и оптимизации СТЭС ПП.

Основной целью функционирования СТЭС ПП является обеспечение потребностей технологического комплекса энергией строго определенного качества и с заданным уровнем надежности с помощью набора различных энергоносителей. Система теплоэнергоснабжения промышленного предприятия складывается из набора отдельных систем энергоснабжения, каждая из которых производит конкретный вид энергоносителя и является подсистемой СТЭС ПП.

На большинстве предприятий в состав СТЭС ПП как ее подсистемы обязательно входят системы паро- и теплоснабжения; снабжения твердым и жидким топливом; газоснабжения; водоснабжения.

Во многих отраслях к ним добавляются системы воздухоснабжения; обеспечения продуктами разделения воздуха; кондиционирования воздуха.

На предприятиях отдельных отраслей в состав СТЭС ПП могут также дополнительно входить системы хладоснабжения, производства ацетилена, получения «защитных атмосфер» и др.

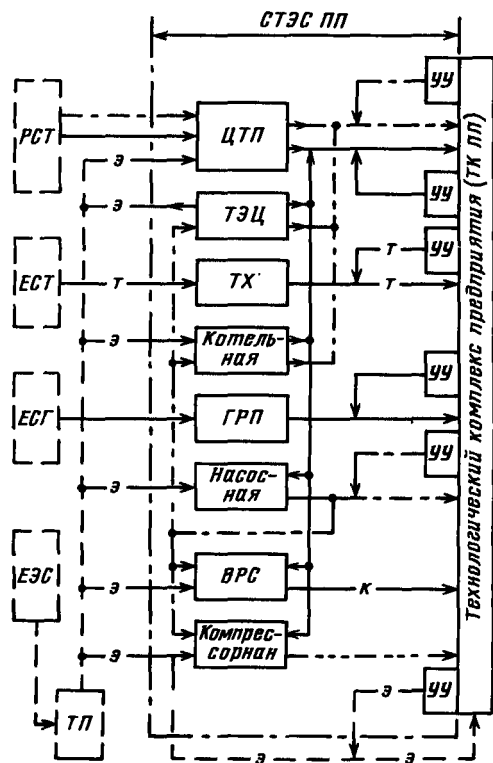


Рис. 7.1. Система теплоснабжения промышленного предприятия:

ЦТП — центральный тепловой пункт; ТХ — хранение топлива; ГРП — газорегуляторный пункт; ТП — трансформаторная подстанция; ВРС — воздухоразделительная (кислородная) станция; УУ — утилизирующая установка или станция; — — — паропровод; — — — газопровод; — — — воздухопровод; — — — кислородопровод; — — — технический водопровод; — — — водная тепловая сеть; — — — мазутопровод или транспортер твердого топлива; — — — электросети

Энергетические станции и установки СТЭС ПП, производя несколько видов энергоносителей или производя одни, а потребляя другие энергоносители, связывают подсистемы друг с другом и оказывают влияние на режимы и показатели работы каждой из них. Связи между подсистемами возникают и через технологические аппараты и установки, которые потребляют энергоносители из одних подсистем, а произведенные за счет ВЭР в утилизационных установках иные энергоносители направляют к их потребителям через другие подсистемы.

При анализе, построении и оптимизации СТЭС ПП должна использоваться методоло-

гия системного подхода и математического моделирования сложных систем.

Одним из основных результатов системного подхода является выделение в СТЭС ПП нескольких *уровней иерархии* (рис. 7.2). Моделирование осуществляется отдельно на каждом иерархическом уровне, но с учетом связей, ограничений и требований к моделируемому объекту со стороны подсистем, стоящих на более высоком уровне. Такой подход к анализу СТЭС ПП позволяет существенно упростить и снизить размерность решаемой задачи при минимальных потерях в точности получаемых результатов.

При проведении анализа СТЭС ПП и оптимизации параметров и структуры ее схемы для стационарных режимов работы используют *статические математические модели* рассматриваемых объектов — совокупность математических соотношений (уравнений, констант, неравенств, логических соотношений), отображающих физические связи между входными, промежуточными и выходными параметрами реального объекта при установившихся режимах их работы.

Статические математические модели, как правило, состоят из блоков, предназначенных для расчета параметров отдельных элементов СТЭС ПП (компрессоров, турбин, теплоутилизаторов и др.). Наиболее полные модели СТЭС ПП содержат еще и дополнительные блоки расчета теплофизических свойств энергоносителей, эксергетического анализа циклов и процессов, оптимизации и др. Порядок работы блоков задается специальной организующей программой.

В качестве критериев оптимизации СТЭС ПП используют минимумы приведенных затрат, потребляемого предприятием топлива, вредных выбросов в окружающую среду; надежность энергоснабжения и др. Зависимость критерия от оптимизируемых параметров имеет нелинейный характер, и задача оптимизации СТЭС ПП относится к классу задач прикладного нелинейного программирования. Большое количество методов оптимизации рассмотрено в [26].

Для оптимизации параметров СТЭС ПП на ЭВМ серии ЕС может быть рекомендован пакет программ MINOG [7], реализующий метод Хука-Дживса нулевого порядка и позволяющий находить глобальный минимум нелинейной функции многих переменных при хорошей сходимости результатов.

К СТЭС ПП с переменными режимами работы предъявляются высокие требования по маневренности и надежности. С целью исследования нестационарных режимов их работы осуществляют математическое моделирование

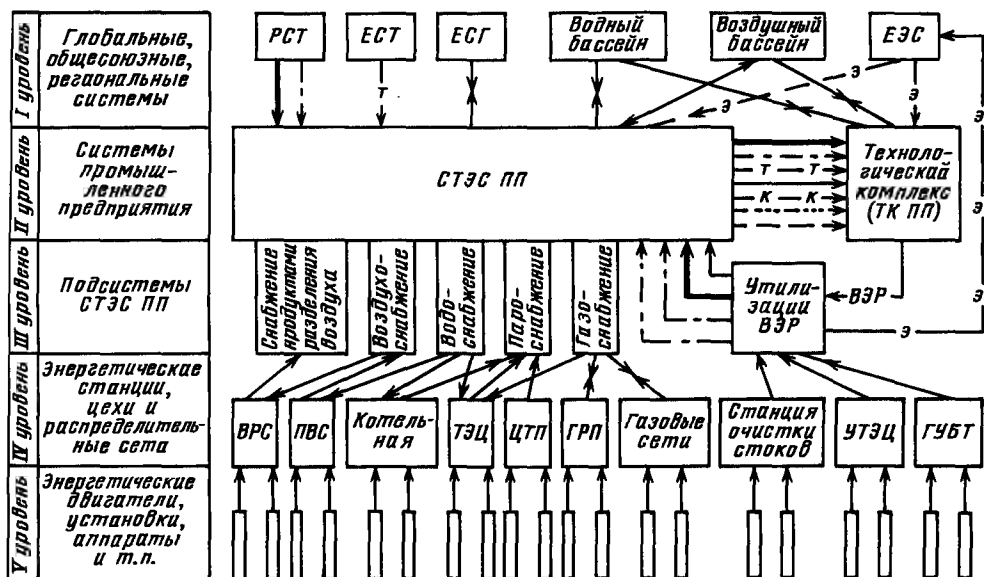


Рис. 7.2. Уровни иерархии систем теплоэнергоснабжения

динамики переходных процессов, протекающих в элементах системы [23]. В этом случае математическая модель имеет структуру, при которой каждый элемент установки описывается системой дифференциальных уравнений, полученных с использованием основных законов сохранения массы, движения и энергии. Для реализации математической модели на ЭВМ серии ЕС рекомендуется использовать пакет программ моделирования непрерывных процессов CSMP [15].

Для математического моделирования СТЭС ПП, параметры которых зависят от случайных факторов и характер изменения которых в течение длительного периода времени непредсказуем, используют методы математической статистики и статистического моделирования.

На первом этапе осуществляют сбор и обработку статистических данных за длительный промежуток времени, на основе которой получают экспериментальные распределения выбранной случайной величины. В результате статистической обработки экспериментальных данных на ЭВМ устанавливают закон распределения случайной величины и его параметры. Полученные результаты используют при статистическом моделировании, состоящем в многократном расчете случайной величины, соответствующей реальным условиям работы СТЭС ПП.

Для статистического моделирования на

ЭВМ серии ЕС может быть рекомендован пакет программ YPCON [6]. Он позволяет осуществлять имитационное статистическое моделирование СТЭС ПП в течение длительного периода времени.

7.2. СИСТЕМЫ ПАРΟΣНАБЖЕНИЯ

7.2.1. НАЗНАЧЕНИЕ, СОСТАВ И СХЕМЫ ПАРΟΣНАБЖЕНИЯ

Система пароснабжения промышленного предприятия является подсистемой СТЭС ПП и включает в свой состав комплекс станций, установок и устройств для генерирования необходимого технологическим и сантехническим потребителям пара требуемых параметров; устройства для приема и регулирования количества и параметров пара, получаемого из районных систем теплоснабжения; трубопроводы для подачи пара к потребителям и распределения его между ними; сооружения и трубопроводы для сбора конденсата пара и возврата его от потребителей к парогенерирующим установкам. Обобщенная схема пароснабжения представлена на рис. 7.3.

Потребность в паре на технологические нужды определяющих на основании испытаний паропотребляющих установок для характерных режимов их работы в течение смены, недели, года. Для проектируемых производств

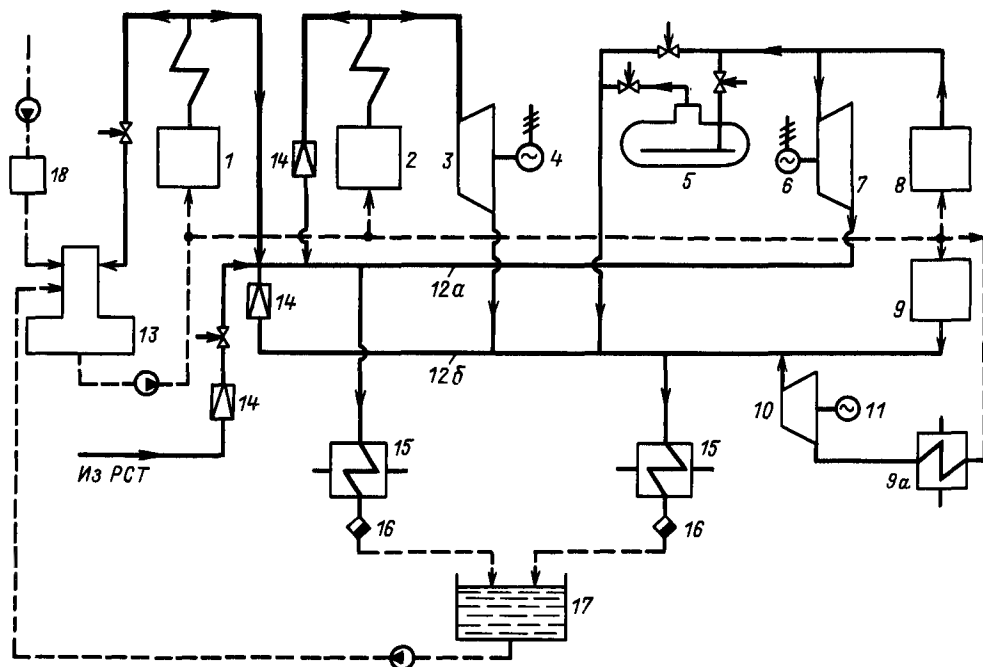


Рис. 7.3. Обобщенная схема системы пароснабжения промышленного предприятия:

1 — паровая котельная; 2 — котел ТЭЦ; 3 — турбина ТЭЦ; 4 — электрогенератор ТЭЦ; 5 — аккумулятор пара; 6 — электрогенератор утилизационной ТЭЦ (УТЭЦ); 7 — турбина УТЭЦ; 8 — КУ с давлением более 3,5 МПа; 9 и 9а — утилизационный источник пара с давлением 0,5—2 и ниже 0,5 МПа; 10 — дожимающий паровой компрессор; 11 — электродвигатель; 12а, 12б — заводские паропроводы с давлением соответственно выше и ниже 1,2 МПа; 13 — деаэратор; 14 — РОУ; 15 — потребители пара давлением соответственно выше и ниже 1,2 МПа; 16 — конденсатоотводчики; 17 — конденсаторные баки; 18 — химводоочистка; — пар; — конденсат и питательная вода; — сырая и химочищенная вода

годовая потребность в паре, т/год,

$$D_n^r = \frac{q \cdot \Pi \cdot 10^3}{h_n - h_k},$$

где q — удельный расход теплоты на производство продукции, ГДж/расчетную единицу (см. табл. 1.23 в кн. 1 настоящей серии); Π — годовой выпуск продукции; h_n, h_k — энтальпии пара и конденсата в системе пароснабжения предприятия, кДж/кг.

Расчетный часовой расход пара, т/ч,

$$D_n^p = D_n^r / \tau_n^{\max},$$

где $\tau_n^{\max}$ — годовое число часов использования максимума паровой технологической нагрузки, ч/год, равное [14]:

для нефтехимических предприятий 5500—5700
для целлюлозно-бумажных производств 5000—5300

для металлургических комбинатов 4700—5200
для машиностроительных заводов (трехсменная работа) 4300—4500
то же при двух- и односменной работе 2900—3200

7.2.2. ПАРОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ И СТАНЦИИ

В качестве парогенерирующих установок в системах снабжения паром производственных параметров (0,5—0,2 МПа) используются:

котельные, оборудованные паровыми котлами с рабочим давлением 0,9—4,0 МПа (табл. 7.1), в которых пар генерируется за счет сжигания первичных энергоресурсов (угля, природного газа, мазута и т. п.) или горючих ВЭР, образующихся в технологических агрегатах (доменного и коксового газа, коры и щепы древесины и т. п.);

Таблица 7.1. Параметры и номинальная паропроизводительность паровых котлов низкого и среднего давления (по ГОСТ 3619—76)

Типоразмер	Номинальные параметры			Номинальная паропроизводительность D_R , кг/с
	Давление пара, МПа	Температура пара, °С	Температура питательной воды, °С	
Пр-0,16-9 ÷ Пр-1-9	0,9	174,5 (насыщенный)	50	0,044; 0,069; 0,111; 0,195; 0,278
Е-0,25-9 ÷ Е-10-9	0,9	174,5 (насыщенный)	50 ÷ 100	0,069; 0,111; 0,195; 0,278; 0,444; 0,694; 1,11; 1,81; 2,78
Е-2,5-14	1,4	194	100	0,694
Е-4-14 ÷ Е-35-14	1,4	194 (насыщенный) или 225 (перегретый)	100	1,14; 1,81; 2,78; 4,44; 6,94; 9,72
Е-50-14 ÷ Е-100-14	1,4	225	100	13,9; 20,8; 27,8
Е-10-24 ÷ Е-35-24	2,4	221 (насыщенный) или 250 (перегретый)	100	2,78; 6,94; 9,72
Е-50-24 ÷ Е-160-24	2,4	250	100	13,9; 27,8; 44,4
Е-10-40 ÷ Е-75-40	3,9	440	145	2,78; 4,44; 6,94; 9,72; 13,9; 20,8

Примечание. В обозначении принято: Пр — прямоточный; Е — естественная циркуляция.

Таблица 7.2. Основные технические характеристики турбин малой мощности, выпускаемых Калужским турбинным заводом

Тип турбины	Номинальная мощность, кВт	Начальные параметры пара		Номинальный расход пара, кг/с	Давление пара в отборе (противодавление), МПа
		Давление, МПа	Температура, °С		
Р-2,5-15/6М	2500	1,47	350	16,11	0,39 ÷ 0,59
Р-2,5-15/3М	2500	1,47	350	8,86	0,20 ÷ 0,29
Р-1,5-15/3М	1500	1,47	350	5,32	0,20 ÷ 0,29
Р-11-15/3П	10 900	1,45	438	30,33	0,27
К-17-15П	17 150	1,44	432	20,64	—
К-12-10ПА	11 600	0,97	248	19,17	—
ОР-300-1	300	1,47	260	—	0,29
МК-2,5	2500	1,77	280	—	—

Примечание. Турбины Р-11-15/3П, К-17-15П, К-12-10ПА используются для привода питательных насосов ТЭС, а ОР-300-1 и МК-2,5 — как энергетические турбины судов.

заводские ТЭЦ, оборудованные паровыми котлами с рабочим давлением 3,5—14,0 МПа (см. табл. 1.2 и 1.3 в кн. 3 настоящей серии), отпускающие пар производственных параметров из промышленных отборов или противодавления турбин, а также через РОУ;

утилизационные ТЭЦ (УТЭЦ), в которых пар, вырабатываемый в утилизаторах (КУ) за счет использования теплоты ВЭР (горячих продуктов сгорания топлива в промышленных печах, инертного газа установок сухого тушения кокса и др.), направляется в турбины (основные технические характеристики турбин

с начальным давлением $p_0 < 3,5$ МПа приведены в табл. 7.2, а при $p_0 \geq 3,5$ МПа — см. табл. 3.5 в кн. 3 настоящей серии); котлы-утилизаторы (см. табл. 2.6);

системы испарительного охлаждения (СИО) элементов технологического оборудования (см. § 2.82). От СИО, где прочность охлаждаемых элементов позволяет получать пар производственных параметров, он направляется в систему заводских паропроводов, а от СИО, вырабатывающих пар низкого давления, — в дожимающий компрессор и затем в общезаводскую сеть;

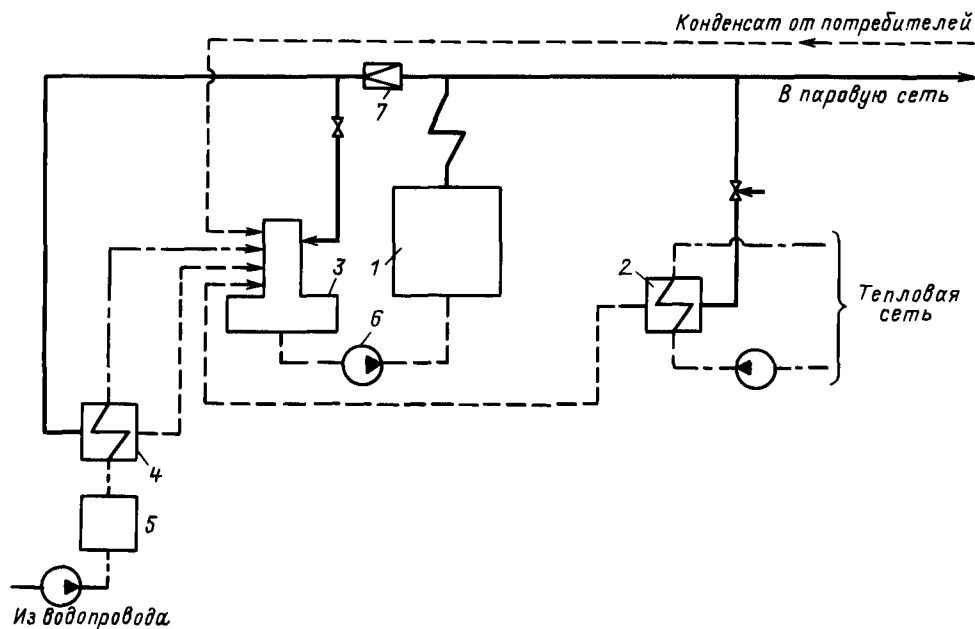


Рис. 7.4. Принципиальная тепловая схема промышленно-отопительной котельной:

1 — паровой котел; 2 — сетевой подогреватель; 3 — деаэратор; 4 — подогреватель химочищенной воды; 5 — блок химводоочистки; 6 — питательный насос; 7 — РОУ; — пар; — конденсат; — сетевая, сырая и химочищенная вода

районные ТЭЦ (материалы по типам и характеристикам котлов и турбин ТЭЦ см. в табл. 1.2, 1.3 и 3.5 наст. серии).

Если расчетное теплотребление предприятия $Q_p^n = D_p^n (h_p - h_k)$ меньше $Q_{ТЭЦ}^{мин}$, при котором целесообразно сооружение ТЭЦ, то в качестве основного источника пароснабжения принимается котельная с паровыми котлами низкого или среднего давления (рис. 7.4). Паропроизводительность и количество котлов котельной выбираются таким образом, чтобы при выходе из строя самого крупного из них оставшиеся, включая резервные, обеспечили покрытие расчетной нагрузки в паре, потребном в технологии, для вентиляции и горячего водоснабжения, а также потребность в паре для отопления при средней нагрузке самого холодного месяца.

При наличии на предприятии горячих или тепловых ВЭР целесообразно и экономически выгодно использовать их в котельных и на ТЭЦ или же частично или полностью осуществлять пароснабжение от утилизационных источников пара, вытесняя при этом пар от котельных и ТЭЦ. Удельная экономия топлива, кг/ГДж, при замещении утилизационным источником пара паровой котельной со-

ставит [20]

$$\Delta b_{кот} = 34,2 / \eta_k, \quad (7.1)$$

где η_k — КПД замещающей котельной.

При замещении утилизационным источником пара отборов ТЭЦ удельная экономия топлива составит [20]

$$\Delta b_{ТЭЦ} = 34,2 (b_{т-}^T - \Delta b_s), \quad (7.2)$$

где $b_{т-}^T$ — удельный безразмерный расход топлива на выработку пара в котельной ТЭЦ [см. формулу (6.25)]; Δb_s — удельная безразмерная экономия топлива за счет комбинированной выработки электроэнергии на ТЭЦ [см. формулу (6.33)]. Номограмма для определения $\Delta b_{ТЭЦ}$ приведена на рис. 7.5.

При использовании ВЭР для выработки электроэнергии на УТЭЦ уменьшается количество электроэнергии, получаемой предприятием из энергосистемы. Удельная экономия топлива, кг/ГДж, от снижения выработки электроэнергии на замещаемой конденсационной электростанции энергосистемы при чисто конденсационном режиме работы УТЭЦ, например в летний период, отнесения к единице теплоты ВЭР, поступающей на УТЭЦ, составляет

$$\Delta b_{\text{кЭС}} = 34,2 \frac{\eta_{\text{и}}^{\text{р.к}} \text{УТЭЦ}}{\eta_{\text{и}}^{\text{р}} \text{кЭС} \eta_{\text{к}} \text{кЭС} \Psi}, \quad (7.3)$$

где $\eta_{\text{и}}^{\text{р.к}} \text{УТЭЦ}$, $\eta_{\text{и}}^{\text{р}} \text{кЭС}$ — внутренние абсолютные КПД с учетом регенерации соответственно УТЭЦ при чисто конденсационном режиме работы и КЭС; $\eta_{\text{к}} \text{кЭС}$ — КПД котельной КЭС; $\Psi = 0,94 \div 0,96$ — коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в ЛЭП.

При наличии тепловых нагрузок производственного и отопительного отборов УТЭЦ полная удельная экономия топлива на 1 ГДж теплоты ВЭР, используемой на УТЭЦ, определяется следующим образом. Вначале определяют удельную безразмерную выработку электроэнергии на УТЭЦ в расчете на 1 ГДж поступающей к ней теплоты ВЭР:

$$\bar{\epsilon}_{\text{УТЭЦ}} = \bar{\epsilon}_{\text{п}} \theta_{\text{п}} + \bar{\epsilon}_{\text{т}} \theta_{\text{т}} + [1 - (1 + \bar{\epsilon}_{\text{п}}) \theta_{\text{п}} - (1 + \bar{\epsilon}_{\text{т}}) \theta_{\text{т}}] \eta_{\text{и}}^{\text{р.т}} \text{УТЭЦ} (\theta_{\text{п}}, \theta_{\text{т}}), \quad (7.4)$$

где $\bar{\epsilon}_{\text{п}}$, $\bar{\epsilon}_{\text{т}}$ — значения удельной безразмерной комбинированной выработки электроэнергии для промышленного и отопительного отборов УТЭЦ [см. формулу (6.5)]; $\theta_{\text{п}} = Q_{\text{п}}^{\text{УТЭЦ}} / Q_{\text{ВЭР}}^{\text{УТЭЦ}}$,

$\theta_{\text{т}} = Q_{\text{т}}^{\text{УТЭЦ}} / Q_{\text{ВЭР}}^{\text{УТЭЦ}}$ — доли тепловых нагрузок промышленного и отопительных отборов по отношению к расходу теплоты ВЭР на УТЭЦ; $Q_{\text{п}}^{\text{УТЭЦ}}$, $Q_{\text{т}}^{\text{УТЭЦ}}$ — количества теплоты, отпускаемой из промышленного и отопительных отборов УТЭЦ, ГДж/ч; $Q_{\text{ВЭР}}^{\text{УТЭЦ}}$ — количество теплоты, поступающей к турбинам УТЭЦ с паром, полученным за счет использования ВЭР, ГДж/ч; $\eta_{\text{и}}^{\text{р.т}} \text{УТЭЦ} (\theta_{\text{п}}, \theta_{\text{т}})$ — внутренний абсолютный КПД УТЭЦ с учетом регенерации (зависит от нагрузок отборов).

Экономия условного топлива, кг, на замещаемой КЭС за счет выработки электроэнергии на УТЭЦ $\bar{\epsilon}_{\text{УТЭЦ}}$, подсчитанной по выражению (7.4),

$$\Delta b_{\text{кЭС}}^{\text{т}} = 34,2 \frac{\bar{\epsilon}_{\text{УТЭЦ}}}{\eta_{\text{и}}^{\text{р}} \text{кЭС} \eta_{\text{к}} \text{кЭС} \Psi}. \quad (7.5)$$

По выражению (7.1), если замещается пар котельной, или (7.2), если замещается пар ТЭЦ, определяют экономию топлива, кг/ГДж, на замещаемых источниках выработки пара. Далее определяют полную удельную экономию условного топлива, кг/ГДж, от использования пара ВЭР на УТЭЦ. При замещении отборами УТЭЦ котельной

$$\Delta b_{\text{УТЭЦ}} = \Delta b_{\text{кЭС}}^{\text{т}} + \Delta b_{\text{кот}}; \quad (7.6)$$

при замещении отборов ТЭЦ

$$\Delta b_{\text{УТЭЦ}} = \Delta b_{\text{кЭС}}^{\text{т}} + \Delta b_{\text{ТЭЦ}}.$$

Экономия топлива, т/год, от использования тепловых ВЭР на УТЭЦ определяется из соотношения $\Delta B_{\text{УТЭЦ}}^{\text{год}} = \Delta b_{\text{УТЭЦ}} Q_{\text{ВЭР}}^{\text{УТЭЦ год}}$, где $Q_{\text{ВЭР}}^{\text{УТЭЦ год}} = D_{\text{пВЭР}}^{\text{р}} (h_{\text{п}} - h_{\text{к}}) \tau_{\text{ВЭР}}^{\text{макс}} \cdot 10^{-6}$ — отпуск теплоты с паром от утилизационного источника ВЭР, ГДж/год; $D_{\text{пВЭР}}^{\text{р}}$ — расчетная паропроизводительность утилизационного источника ВЭР, кг/ч; $h_{\text{п}}$, $h_{\text{к}}$ — энтальпии вырабатываемого в утилизационном источнике пара и конденсата на входе в источник, кДж/кг; $\tau_{\text{ВЭР}}^{\text{макс}}$ — число часов использования максимума выработки пара утилизационным источником, ч/год.

Экономия топлива, т/год, от использования тепловых ВЭР только для выработки пара в КУ, СИО и аналогичных установках определяется по выражению $\Delta B_{\text{КУ}}^{\text{год}} = \Delta b_{\text{КУ}}^{\text{год}} Q_{\text{ВЭР}}^{\text{год}}$ при подстановке в нее значений Δb , вычисленных по (7.1) или (7.2).

На выбор оборудования и структуры источника пара в системах пароснабжения промышленных предприятий существенное влияние оказывает характер графиков потреб-

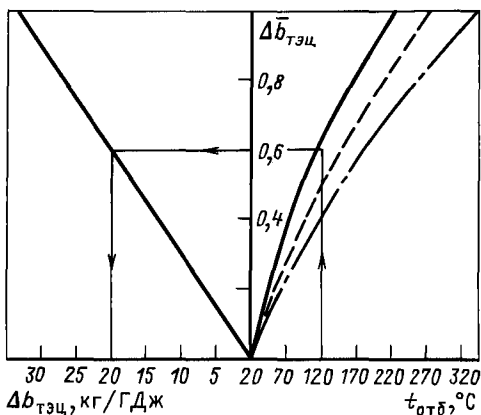


Рис. 7.5. Номограмма для определения удельной экономии топлива от замещения отборов теплофикационных турбин паром от утилизационных установок, использующих ВЭР. Начальные параметры пара на замещаемой ТЭЦ:

— $p_0 = 3,5$ МПа, $t_0 = 435$ °C;
 — $p_0 = 9,0$ МПа, $t_0 = 535$ °C;
 — $p_0 = 13$ МПа, $t_0 = 565$ °C. По оси ординат — безразмерная величина экономии топлива от замещения отбора ТЭЦ паром от утилизационных установок $\Delta b_{\text{ТЭЦ}}$. По оси абсцисс в правом квадранте — температура насыщения пара при давлении $p_{\text{отб}}$, в левом — экономия условного топлива $\Delta b_{\text{ТЭЦ}}$, кг, отнесенная на 1 ГДж замещаемой источником ВЭР теплоты

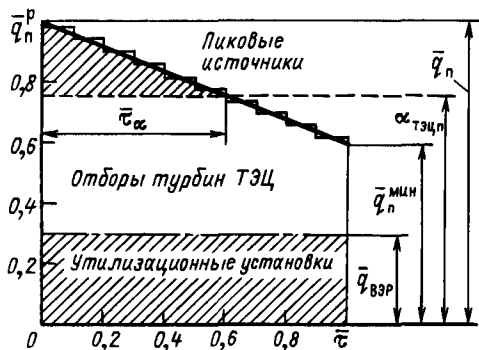


Рис. 7.6. Годовой график по продолжительности потребления теплоты металлургическим заводом на технологические нужды:

$\bar{q}_n = Q_n / Q_n^p$ — безразмерная относительная тепловая нагрузка, здесь Q_n^p , Q_n — расчетное и текущее значения тепловой нагрузки, ГДж/ч; $\bar{q}_n^{\min}$ — безразмерное относительное значение минимальной тепловой нагрузки; $\bar{q}_{вэр}$ — безразмерная относительная тепловая нагрузка, удовлетворяемая паром от утилизационных установок; $\alpha_{тэцп} = Q_{нотб}^p / (Q_n^p - Q_{вэр})$ — коэффициент теплофикации по паровой нагрузке ТЭЦ, здесь $Q_{нотб}^p$ — расчетная тепловая нагрузка, удовлетворяемая паром из отборов турбин, ГДж/ч; $\tau = t / \tau_{год}$ — безразмерная относительная продолжительность паропотребления; здесь t — продолжительность использования текущей тепловой нагрузки, удовлетворяемой паром, ч/год; $\tau_{год}$ — общая продолжительность периода использования теплоты пара за год, ч/год; τ_a — безразмерная относительная продолжительность работы пиковых источников теплоты

ления пара. В большинстве систем пароснабжения сменные, суточные и недельные графики паропотребления характеризуются значительной неравномерностью. Неравномерности и зависит от сезонных колебаний температуры наружного воздуха характер годового графика потребления. Для удобства обработки графиков целесообразно реальные ступенчатые графики заменять линейными зависимостями (пример на рис. 7.6).

Годовое число часов использования максимума паровой нагрузки, ч/год, $\tau_n^{\max} = 0,5 (1 + \bar{q}_n^{\min}) \tau_{год}$. Относительное годовое число часов работы пикового источника пара

$$\bar{\tau}_a = \frac{1 - \alpha_{тэцп}}{1 - \bar{q}_n^{\min}}$$

Отпуск теплоты с паром из отборов турбин, ГДж/год,

$$Q_{п.отб}^r = [(\bar{q}_n^{\min} - \bar{q}_{вэр}) + 0,5 (1 + \bar{\tau}_a) \times (\alpha_{тэцп} - \bar{q}_n^{\min})] \tau_{год} Q_n^p$$

Отпуск теплоты с паром от пикового источника, ГДж/год,

$$Q_{п.пик}^r = \frac{(1 - \alpha_{тэцп})^2 \bar{\tau}_n^{\max}}{1 - (\bar{q}_n^{\min})^2} Q_n^p$$

где $\tau_n^{\max}$ — безразмерное число часов использования максимума паровой нагрузки, $\tau_n^{\max} = \tau_n^{\max} / \tau_{год}$.

Отпуск теплоты с паром от утилизационных источников ВЭР, ГДж/год,

$$Q_{п.вэр}^r = \bar{q}_{вэр} \tau_{год} Q_n^p$$

где $\bar{q}_n^{\min}$ — относительная минимальная тепловая нагрузка в паре; $\alpha_{тэцп}$ — коэффициент теплофикации ТЭЦ по паровой нагрузке; $\bar{q}_{вэр} = Q_{вэр}^p / Q_n^p$ — относительная тепловая нагрузка, покрываемая от источника ВЭР; $\tau_{год}$ — продолжительность работы системы пароснабжения в течение года, ч/год; Q_n^p — расчетная тепловая нагрузка в паре, ГДж/ч.

7.2.3. ПАРОВЫЕ СЕТИ

Паровая сеть завода предназначена для транспортировки пара от источников к потребителям и включает в свой состав разветвленную систему паропроводов, снабженных запорной и регулирующей арматурой, дренажными устройствами для отвода конденсата, компенсаторами тепловых удлинений, опорами и тепловой изоляцией.

Для потребителей первой категории, не допускающих перерывов в подаче пара, паровую сеть прокладывают по кольцевой схеме или параллельно с основным паропроводом устанавливают резервные. Сведения о типах, размерах паропроводов и конденсаторов, их изоляции, типам прокладки и др. изложены в [20].

При выборе диаметров паропроводов необходимо учитывать изменение удельного объема и температуры пара по длине паропровода. Для обеспечения требуемых параметров пара у потребителя t_2 и p_2 температура t_1 и давление p_1 в начале протяженного паропровода должны составлять [3]

$$t_1 = t_{o.c} + (t_2 - t_{o.c}) e^{At};$$

$$p_1 = \sqrt{p_2^2 + B l t_{o.c} + \frac{B}{A} (t_2 - t_{o.c}) (e^{At} - 1)},$$

где $A = \kappa_l (1 + \beta) / c_n D_n$; $B = 2 R_2 p_2 (1 + \alpha) / t_2$; $t_{o.c}$ — температура окружающей среды, °C; l — длина паропровода, м; κ_l — коэффициент теплопередачи от пара к окружающему воз-

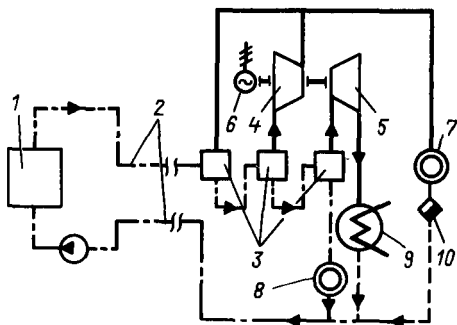


Рис. 7.7. Принципиальная схема пароснабжения с использованием теплоты сетевой воды (ПСТВ):

1 — источник дальнего пароснабжения (ТЭЦ, АТЭЦ); 2 — транзитная водяная тепловая сеть; 3 — испаритель; 4 — компрессор для сжатия пара; 5 — паровая турбина для привода компрессора; 6 — электродвигатель; 7 — потребитель пара; 8 — потребитель горячей воды; 9 — конденсатор приводной турбины; 10 — конденсатоотводчик

духу, Вт/(м·К); c_p — теплоемкость пара, кДж/(кг·К); D_n — расход пара, кг/с; β , α — коэффициенты местных потерь теплоты и давления [20]; R_1 — удельное линейное падение давления пара в конце паропровода у потребителя, Па/м [20].

Величина R_1 , соответствующая давлению p_1 , выбирается на основе проведения оптимизационных расчетов с помощью ЭВМ. Оптимизацию R_1 необходимо проводить совместно с оптимизацией удельного падения температуры пара

$$\delta t_n = \frac{t_1 - t_2}{l(1 + \beta)}.$$

При пароснабжении от котельных, КУ и САО, энергетические показатели которых мало зависят от давления отпускаемого пара, оптимальным будет значение

$$R_1 = \frac{p_{cp}}{p_1} \frac{t_1}{t_{cp}} \frac{p_1 - p_2}{l(1 + \alpha)},$$

которому соответствует минимальный диаметр паропровода, обеспечивающий требуемое давление у потребителя при фиксированном давлении пара в начале паропровода (p_{cp} , t_{cp} — средние по длине давление и температура пара).

Расчет диаметра паропровода при определенном значении R_1 проводится по формуле (6.123).

При пароснабжении от ТЭЦ и УТЭЦ повышение давления отпускаемого пара p_1 снижает комбинированную выработку электро-

энергии на тепловом потреблении, но обеспечивает требуемое давление пара у потребителя p_2 при прокладке паропровода меньшего диаметра. В этом случае для выявления оптимального, удельного падения давления в начале паропровода R_1 в качестве критерия оптимизации используются годовые приведенные затраты на систему пароснабжения.

Оптимальное удельное падение давления (с учетом местных сопротивлений), отнесенное на 1 км паропровода, δp_n зависит в основном от давления пара у потребителя p_2 , а оптимальное удельное падение температуры δt_n — от его расхода. Оптимальные значения δp_n и δt_n можно принимать:

$$\delta p_n = 0,025 \div 0,030 \text{ МПа/км при } p_2 = 2,0 \text{ МПа};$$

$$\delta p_n = 0,065 \div 0,08 \text{ МПа/км при } p_2 = 0,5 \text{ МПа};$$

$$\delta t_n = 4 \div 7 \text{ }^\circ\text{C/км при } D_n = 100 \div 150 \text{ т/ч};$$

$$\delta t_n = 1,5 \div 2,5 \text{ }^\circ\text{C/км при } D_n = 600 \div 900 \text{ т/ч}.$$

При комплексном обеспечении крупных предприятий и промышленных районов горячей водой с температурой до 150 °С и паром давлением 0,5—1,5 МПа от ТЭЦ и АТЭЦ, расположенных на расстоянии 15 км и дальше, перспективной является *система пароснабжения сетевой водой (ПСТВ)*, принципиальная схема которой приведена на рис. 7.7. Сетевая вода с температурой 170—200 °С транспортируется от ТЭЦ к потребителям. На месте потребления в испарителях за счет охлаждения сетевой воды до 120—150 °С генерируют пар с давлением 0,2—0,6 МПа, которое при необходимости увеличивают до требуемого технологическим потребителем значения с помощью компрессоров с электрическим или паротурбинным приводом. После испарителей сетевая вода поступает к потребителям горячей воды. Конденсат пара и охлажденная сетевая вода от потребителей возвращаются на ТЭЦ.

Основными факторами, определяющими эффективность схемы ПСТВ с единым теплоносителем по сравнению с традиционной схемой непосредственного пароснабжения (НП), являются давление пара у потребителя p_2 и отношение расчетных значений сантехнической (в горячей воде) и паровой технологической нагрузок $Q_{\text{т}}^{\text{р}}/Q_{\text{т}}^{\text{п}}$.

Ориентировочно границы рационального применения схемы ПСТВ можно определить по рис. 7.8, построенному при годовом числе часов использования максимума сантехнической нагрузки

$$\tau_{\text{т}}^{\text{макс}} = 4000 \text{ ч [3].}$$

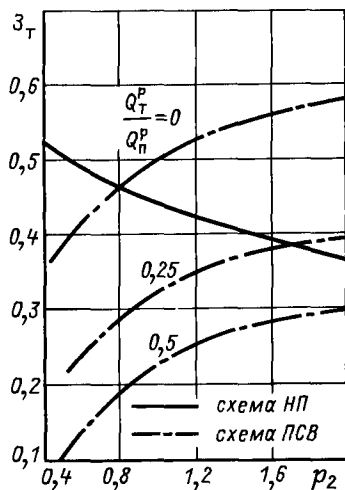


Рис. 7.8. Границы рационального применения схемы ПСВ по сравнению с непосредственным транспортом пара (схема НП):

p_2 — давление пара, необходимое потребителям, МПа; Z — удельные приведенные затраты на транспортировку теплоты, тыс. руб/(год·МВт·км)

7.2.4. УСТАНОВКИ И СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ СБОРА И ВОЗВРАТА КОНДЕНСАТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПАРА

Установки и сооружения для сбора и возврата конденсата (рис. 7.9) предназначены для возврата к источникам пароснабжения максимального количества сконденсированного пара при минимальных потерях его теплоты и приемлемых затратах на сооружение и эксплуатацию. Конденсатоотводчики разных типов, используемые для вывода конденсата из паропотребляющих аппаратов, рассмотрены в п. 4.2.15.

Расширительный бак-сепаратор предназначен для выделения пролетного пара и пара вторичного вскипания из потока конденсата. Объем сепаратора, м^3 ,

$$V_{\text{сеп}} = \frac{D_n x}{\rho_n q_v},$$

где D_n — расход пара вторичного вскипания, кг/ч; x — степень сухости пара (принимается 0,95–0,97); ρ_n — плотность пара при давлении в сепараторе, кг/м³; q_v (1000–1500) — напряженность парового пространства сепаратора, м³/(м³·ч).

Охлаждение и конденсация пара вторичного вскипания осуществляется в поверхностном охладителе конденсата.

Конденсатный бак предназначен для накопления конденсата, поступающего самотеком от паропользующих аппаратов по конденсатопроводам. По конструкции баки разделяются на открытые и закрытые. В закрытых баках поддерживается избыточное давление от 5 до 20 кПа. Они выполняются цилиндрической формы со сферическими днищами и комплектуются запорно-предохранительным клапаном или гидравлическим затвором. Полезный объем конденсатных баков принимается равным 0,8–0,85 их геометрического объема.

Вместимость бака должна приниматься из расчета максимального поступления конденсата в течение 20–30 мин при отсутствии автоматизации конденсатных насосов и 10–15 мин при ее наличии. Возврат конденсата осуществляют по конденсатопроводу, общему для нескольких точек сбора конденсата. Необходимым условием обеспечения стабильного гидравлического режима системы возврата конденсата является равенство приведенных напоров конденсатных насосов, установленных во всех точках сброса конденсата.

Приведенный напор конденсатного насоса [20]

$$H_n = H_0 - \Delta z,$$

где H_0 — напор, развиваемый насосом при полностью закрытой задвижке на нагнетании, м; Δz — разность геометрических высот расположения конденсатных баков на станции и у потребителей, м.

На рис. 7.10 дан пример приведения к точке смешения напоров конденсатных насосов с характеристиками 1 и 2, перекачивающих

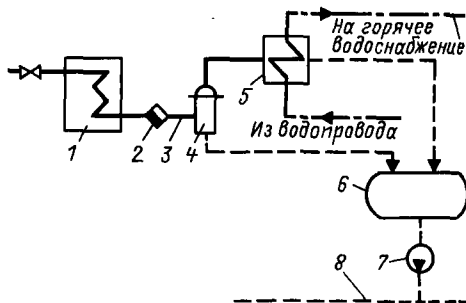


Рис. 7.9. Принципиальная схема сбора и возврата конденсата:

1 — паропользующий аппарат; 2 — конденсатоотводчик; 3 — конденсатопровод, транспортирующий пароконденсатную смесь; 4 — расширительный бак-сепаратор; 5 — охладитель конденсата; 6 — конденсатный бак; 7 — перекачивающий конденсатный насос; 8 — общезаводской напорный конденсатопровод

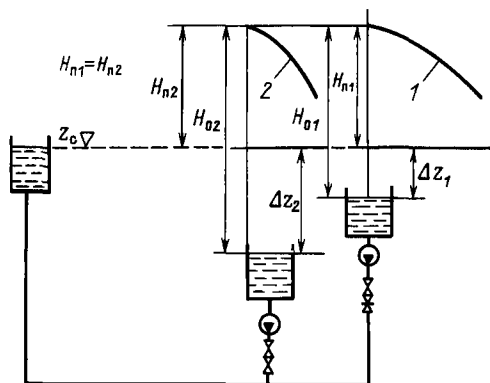


Рис. 7.10. Схема напорного конденсатопровода с обозначением характеристик конденсатных насосов

конденсат из двух конденсатных баков, расположенных на различной высоте по отношению к баку на станции.

Условием надежной работы системы возврата конденсата является обеспечение безкавитационной работы конденсатного насоса, что достигается размещением конденсатного бака выше насоса на высоту Δz_n , м, определяемую из соотношения [20]

$$\Delta z_n > \frac{p_{\text{нас}} + p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{кав}} - p_6}{\rho_k g},$$

где $p_{\text{нас}}$ — давление насыщения, соответствующее температуре конденсата, Па; $\Delta p_{\text{тр}}$ — падение давления конденсата в трубопроводе от конденсатного бака до насоса, Па; $\Delta p_{\text{кав}}$ — запас давления для предотвращения кавитации; Па; p_6 — давление над конденсатом в конденсатном баке (если бак открытый, то $p_6 = p_{\text{атм}}$), Па; ρ_k — плотность конденсата, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с².

7.3. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

7.3.1. НАЗНАЧЕНИЕ, СОСТАВ И СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Для обеспечения потребителей горючими газами (природным и искусственными) в рамках промышленного предприятия создается система газоснабжения, которая, входя в состав СТЭС ПП, является и одной из подсистем системы газоснабжения страны или региона (рис. 7.11), объединенной с ней единым гидродинамическим режимом добычи, транспорта, хранения и распределения газа.

Система газоснабжения промышленного предприятия — комплекс сооружений, установок, трубопроводов, регулирующих, смешивающих, продувочных и других устройств, обеспечивающих:

приемку природного газа в заводскую

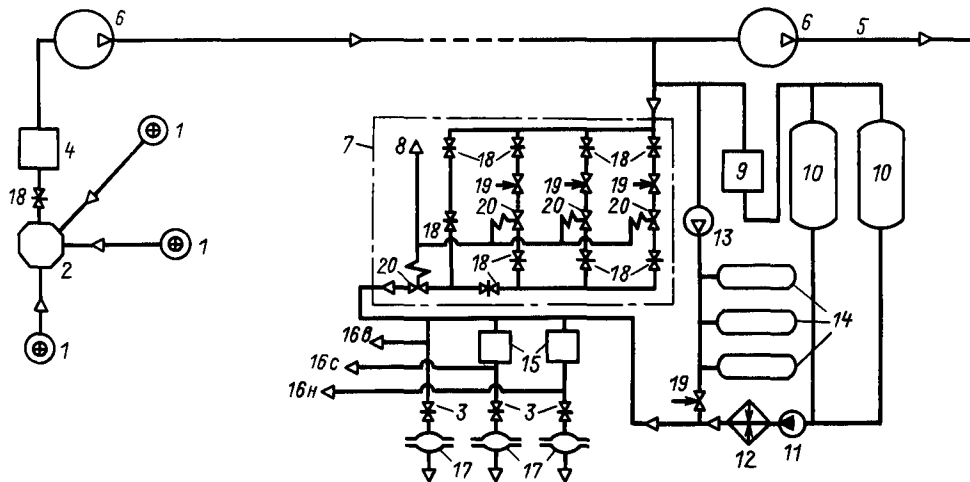


Рис. 7.11. Принципиальная схема единой системы газоснабжения региона:

1 — газовая скважина; 2 — сборный коллектор газа; 3 — главное отключающее устройство заводского газопровода; 4 — установка очистки и осушки газа; 5 — магистральный газопровод; 6 — газоперекачивающая станция; 7 — газораспределительная станция (ГРС); 8 — продувочная газовая свеча; 9 — установка для сжижения природного газа; 10 — резервуары сжиженного газа; 11 — насос сжиженного газа; 12 — установка регазификации сжиженного газа; 13 — компрессор для сжатия газа; 14 — газгольдеры сжатого газа; 15 — газорегуляторный пункт (ГРП); 16a, 16c, 16н — городские газопроводы высокого, среднего и низкого давлений; 17 — внутризаводские газопроводы промышленного предприятия; 18 — отключающие устройства; 19 — регуляторы давления; 20 — предохранительно-сбросной клапан

газовую сеть — непосредственно из магистрального газопровода, или от газораспределительной станции (ГРС), или от городских распределительных газовых сетей, а также поддержание необходимых параметров газа в межцеховых и внутрицеховых газопроводах природного газа, распределение и подачу его к потребителям;

приемку в автономную систему заводских газопроводов искусственных горючих газов (доменного, коксового и др.), образовавшихся в технологических процессах, их очистку, приведение параметров полученных газов к уровню параметров, необходимых потребителям, смешение с другими горючими газами, транспортировку, распределение и подачу к потребителям;

производство искусственных горючих газов на заводских газогенераторных станциях (ГГС), их очистку, повышение давления и подачу через автономную систему газопроводов к потребителям.

Система газоснабжения должна обеспе-

чивать бесперебойную подачу газа к потребителям, безопасные условия эксплуатации, возможность отключения отдельных элементов для производства ремонтов и для перевода потребителя на использование резервного топлива.

На большинстве промышленных предприятий в качестве топлива, а на многих нефтехимических и химических заводах и в качестве технологического сырья, используют природные горючие газы. Их характеристика приведена в табл. 7.6 кн. 2 настоящей серии.

На предприятиях некоторых отраслей при выработке технологической продукции побочно получают искусственные горючие газы, объединяемые термином *горючие газовые ВЭР* (табл. 7.3).

На предприятиях, нуждающихся в газовом сырье и топливе, но расположенных вне зоны действия газопроводов природного газа, искусственные горючие газы вырабатываются из твердого топлива, либо из нефтепродуктов на ГГС (табл. 7.3). Плотности и объемы газов

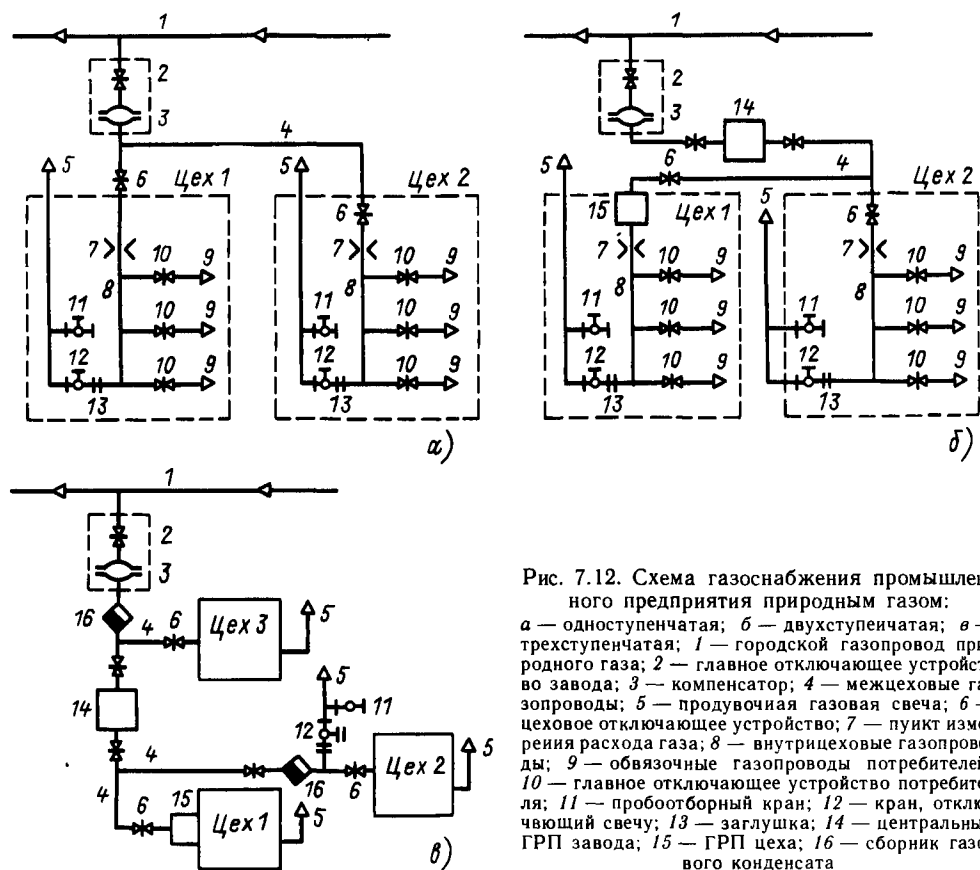


Рис. 7.12. Схема газоснабжения промышленного предприятия природным газом:

а — одноступенчатая; б — двухступенчатая; в — трехступенчатая; 1 — городской газопровод природного газа; 2 — главное отключающее устройство завода; 3 — компенсатор; 4 — межцеховые газопроводы; 5 — продувочная газовая свеча; 6 — цеховое отключающее устройство; 7 — пункт измерения расхода газа; 8 — внутрицеховые газопроводы; 9 — обязательные газопроводы потребителей; 10 — главное отключающее устройство потребителя; 11 — пробоботворный кран; 12 — кран, отключающий свечу; 13 — заглушка; 14 — центральный ГРП завода; 15 — сборник газового конденсата

Т а б л и ц а 7.3. Характеристика искусственных горючих газов [2]

Наименование газа	Топливо для произ- водства газа	Тепло- та сго- раения, кДж м ³	Плот- ность газа, кг/м ³	Состав газа в объемных процентах												
				H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C _m H _n	H ₂ S	CO	CO ₂	O ₂	N ₂		
Доменный	Кокс и природный газ	3350— 4600	1,28— 1,3	1,5— 3,8	0— 0,3	—	—	—	—	—	—	0— 0,3	28,5— 30,5	10,5— 12,5	0— 0,2	58,0— 59,5
				13,3	0,5	—	—	—	—	0,2	26,7	5,8	0,2	53,1		
Смешанный	Антрацит	5100	1,14	13,3	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				13,5	2,4	—	—	—	0,30	1,0	25,0	7,0	0,2	50,6		
	Подмосковный бурый уголь Древесная щепа	5940 6420	1,13 1,20	13,5 14,0	2,4 3,0	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —
				50,2	0,5	—	—	—	—	0,3	37,0	6,5	0,2	47,9		
Водяной	Кокс	10 350	0,72	50,2	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				48,0	0,5	—	—	—	—	0,5	38,5	6,0	0,2	6,3		
Парокислородный	Антрацит	10 350	0,75	48,0	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				53,4	15,3	—	—	—	2,7	—	23,1	2,9	0,3	2,3		
Коксовый	Подмосковный бурый уголь Донецкий каменный уголь	15 750 16 550	0,56 0,47	53,4 57,6	15,3 22,6	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —
				20,0	19,5	—	—	—	1,7	0,1	16,0	41,2	—	1,5		
Полукоксовый	Торф	12 300	1,22	20,0	19,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				9,0	28,0	—	—	—	3,5	1,5	7,8	48,5	—	1,7		
	Подмосковный бурый уголь Кузнецкий каменный уголь	14 550 26 850	1,36 0,97	9,0 11,2	28,0 55,0	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —
				30,5	18,0	15,0	6,0	24,0	—	—	0,5	—	—	—	—	
Нефтяной жидко- фазного крекинга	Нефтепродукты	66 700	1,38	6,0	30,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				32,0	14,0	6,5	2,0	38,5	—	—	—	—	—	—	—	—
Нефтяной парофаз- ного крекинга	Нефтепродукты	61 000	1,28	7,0	32,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				41,0	12,0	—	—	—	31,0	—	0,8	0,8	0,2	0,2		
Нефтяной при пи- ролизе	Нефтепродукты	46 100	1,00	14,0	41,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
				—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Характеристики доменного газа даны при разном соотношении кокса, природного газа и кислорода, подаваемых в доменную печь.

и воздуха в настоящем разделе приведены при температуре 0 °С и давлении 101,3 кПа.

Структура системы газоснабжения предприятия выбирается в зависимости от группы, к которой оно относится. К *первой* группе относятся предприятия, только потребляющие горючие газы, ко *второй* — предприятия, которые сами вырабатывают газ, но его количество не покрывает собственные потребности, к *третьей* — предприятия, полностью обеспечивающие свою потребность газами собственной выработки, к *четвертой* — предприятия, у которых выработка искусственных газов превышает собственную потребность в них. Для предприятий первой и второй групп принципиальные схемы снабжения природным газом приведены на рис. 7.12 [2].

Одноступенчатая схема снабжения природным газом применяется, когда всем потребителям необходим газ с избыточным давлением ниже 0,005 МПа, который предприятие получает от городской сети низкого давления, *двухступенчатая* — когда в городской сети поддерживается среднее (0,005—0,3 МПа) или высокое (0,3—1,2 МПа) избыточное давление, а цехам необходим газ среднего и низкого давления. *Трехступенчатая* схема предусматривает получение газа от городской сети высокого давления с обеспечением цеховых потребителей газом высокого, среднего и низкого избыточного давления.

На предприятиях второй, третьей и четвертой групп создается автономная схема газоснабжения искусственным газом [2], представленная на рис. 7.13. Доменный газ с давлением 0,25—0,35 МПа очищается от пыли в мокрых газоочистках и направляется в газовую утилизационную бескомпрессорную турбину (ГУБТ), в которой расширяется до давления 0,115 МПа и поступает в систему заводских газопроводов доменного газа. Генератор, вращаемый ГУБТ, вырабатывает электроэнергию, направляемую в систему электроснабжения предприятия.

Коксовый газ перед поступлением в заводской газопровод коксового газа проходит очистку, а его давление повышается на газоповысительной станции (ГПС). Потребители, использующие смесь доменного и коксового газов, получают ее от газосмесительной станции (ГСС).

При отсутствии природного газа и дефиците коксового и доменного на предприятии сооружаются газогенераторная станция (ГГС) или установки, перерабатывающие нефтепродукты для выработки искусственных газов, которые после повышения давления на ГПС поступают к потребителям по своим газопроводам.

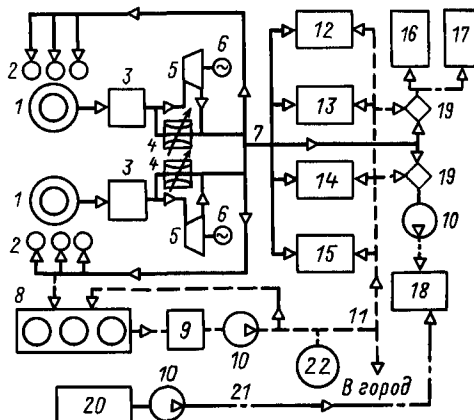


Рис. 7.13. Схема газоснабжения металлургического завода искусственными газами:

1 — доменная печь; 2 — воздухонагреватели доменной печи; 3 — устройство пыле- и влагоочистки доменного газа; 4 — автоматическое дроссельное устройство; 5 — ГУБТ; 6 — электрогенератор; 7 — заводской газопровод доменного газа; 8 — коксовые батареи; 9 — установка очистки коксового газа; 10 — газоповысительная станция (ГПС) коксового, генераторного и смешанного газов; 11 — заводской газопровод коксового газа; 12 — ТЭЦ-ПВС; 13 — котельная; 14 — мартеновский цех; 15 — блюминг; 16 — цех агломерата; 17 — ремонтно-механический цех; 18 — прокатный цех; 19 — газосмесительные станции (ГСС); 20 — газогенераторная станция (ГГС); 21 — заводской газопровод генераторного газа; 22 — газгольдер коксового газа; — доменный газ; — коксовый газ; — генераторный газ; — смешанный газ

Избытки коксового газа направляются на газификацию коммунально-бытового сектора или на соседние предприятия. Для сглаживания неравномерностей выхода и потребления газа устанавливают газгольдеры или используют потребители-регуляторы.

При проектировании междоменных газопроводов применяют кольцевые и лучевые схемы, выбор которых определяется уровнем требований потребителей к надежности газоснабжения и технико-экономическим сопоставлением вариантов. Внутри цеха чаще используют тупиковые схемы с ответвлением к продвучной свече в конце каждого тупика. Продувку через свечу осуществляют перед пуском участка в эксплуатацию. Связь газопроводов разных давлений осуществляется только через ГРП.

Потребление в газе V_i' на технологические нужды, м³/год,

$$V_i' = qP / Q_p^H \cdot 10^6,$$

где q — удельный расход теплоты на единицу производимой продукции, ГДж/ед. продукции [2]; P — годовой выпуск продукции, ед. продукции/год; $Q_{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³.

Расчетный часовой расход газа $V_{\text{г}}^{\text{р}}$, м³/ч,

$$V_{\text{г}}^{\text{р}} = K_{\text{макс}} V_{\text{г}}^{\text{н}}$$

где $K_{\text{макс}}$ — коэффициент часовой неравномерности, год/ч [5].

7.3.2. УСТРОЙСТВА И СООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Газораспределительные станции, сооружаемые на отводах или в конце магистральных газопроводов природного газа, не входят в состав систем газоснабжения предприятий, но являются для них непосредственными источниками газа. На них снижается и поддерживается на уровне 0,3—1,2 МПа давление газа, отбираемого из магистрального газопровода, а также учитывается его расход и проводится очистка от механических примесей. Оборудование ГРС рассчитывается на давление до 7,5 МПа. Автоматизация позволяет вести безвахтенное обслуживание ГРС. Только при производительности более 200 тыс. м³/ч газа необходим вахтенный персонал. Обычно параллельно с ГРС сооружают хранилища сжиженного или сжатого газа для покрытия пиков газопотребления.

Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки (рис. 7.14) служат для до-

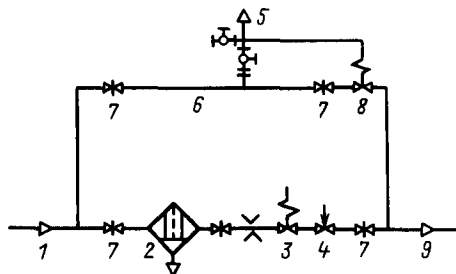


Рис. 7.14. Схема газорегуляторного пункта с одной регулирующей ниткой:

1 — газопровод, подводящий газ к ГРП; 2 — фильтр; 3 — предохранительно-отключающий клапан; 4 — регулятор давления; 5 — продувочная газовая свеча; 6 — обводная линия газа; 7 — запорно-отключающее устройство; 8 — предохранительно-сбросной клапан; 9 — газопровод, отводящий газ от ГРП

полнительной очистки газа от механических примесей, снижения давления газа, получаемого от ГРС, и поддержания его на заданном уровне. Различают ГРП среднего (давление на входе до 0,3 МПа) и высокого (0,3—1,2 МПа) давления (табл. 7.4). Центральные ГРП обслуживают группу потребителей. Объектовые ГРП обслуживают объекты одного потребителя. Газорегуляторные установки (ГРУ) (табл. 7.5) обслуживают только одного потребителя (котел, печь и т. п.) и монтируются непосредственно у объекта.

Давление газа на выходе из ГРП поддерживается регулятором давления, а при его

Т а б л и ц а 7.4. Отдельно стоящие газорегуляторные пункты (по типовому проекту 905-01-1 Мосгазипроект)

Номер вариантов типового проекта	Число линий регулирования	Число ступеней регулирования	Марка регулятора давления	Пропускная способность ГРП, тыс. м ³ , при давлении газа перед ГРП, МПа		Размер помещения ГРП в плане, м
				1,2	0,6	
3	1	1	РДУК-2-50	5,0	2,7	3,2×3,0
5	1	1	РДУК-2-100	16,0	9,6	6,0×4,4
7	1	1	РДУК-2-200	38,0	20,5	6,0×7,0
9	1	2	РДУК-2-50 и РДУК-2-50	2,0	—	6,0×4,4
11	1	2	РДУК-2-50 и РДУК-2-100	5,0	—	6,0×4,4
13	1	2	РДУК-2-100 и РДУК-2-200	16,0	—	6,0×4,4
19	2	1	РДУК-2-50 и РДУК-2-50	10,0	5,4	6,0×4,4
15	2	1	РДУК-2-100 и РДУК-2-100	32,0	17,2	6,0×7,0
16	2	1	РДУК-2-200 и РДУК-2-200	76,0	41,0	6,0×10,0
17	2	1	РДУК-2-200 и РДУК-2-200	100,0	54,0	6,0×10,0

Таблица 7.5. Шкафные газорегуляторные установки (ГРУ) [8]

Обозначение ГРУ	Пропускная способность, м ³ /ч	Избыточное давление после ГРУ, кПа	Регуляторы давления		Габариты шкафа ГРУ, мм Ширина × Высота × Глубина
			Тип	Количество	
ГУ-1	60—110	1—2	РД-32М	2	960 × 635 × 490
ГУ-2	350—550	0,9—2,5	РД-50М	2	1150 × 735 × 656
ШП-1	450—2000	0,5—3,5	РДУК-2Н-50/35	1	1210 × 1300 × 600
ШП-2	363—717	0,9—2,0	РД-50М	2	946 × 1100 × 653
ШП-3	45—105	0,9—2,0	РД-32М	2	940 × 1115 × 500
ШРУ-2С	300—1200	1,0—110	РД-50М	1	1450 × 1395 × 475
ШРУ-3С	60—240	10—110	РД-32М	1	1405 × 1395 × 475

Примечание. Входное давление перед ГРУ 0,1—0,6 МПа, а их пропускная способность зависит от размеров седла клапана.

отказе — с помощью ручного управления запорно-отключающим устройством на обводной линии. При повышении давления за ГРУ выше допустимого срабатывает предохранительно-сбросной клапан, а при необходимости — и предохранительно-отключающий запорный клапан.

На ГРП и ГРУ обычно применяют регуляторы прямого действия (табл. 7.6). У регулятора типа РД импульс от давления газа воздействует на мембрану, а она через рычажный механизм перемещает дроссельный орган. Такие регуляторы устанавливают на вертикальных и горизонтальных участках. Диаметр кла-

панного отверстия регуляторов можно изменять заменой седла клапана.

Регулятор РДУК-2 состоит из основного регулятора и регулятора управления; импульс от давления газа на входе преобразуется в регуляторе управления и передается на мембрану основного регулятора, управляющего открытием клапана.

Газосмесительные станции (ГСС) (рис. 7.15) применяют на предприятиях, располагающих различными видами газообразного топлива. Применение смесей газов в ряде технологических аппаратов приводит к повышению эффективности использования топли-

Таблица 7.6. Регуляторы непосредственного действия [8]

Типоразмер	Избыточное давление газа, кПа		Габариты регулятора, мм	Масса регулятора, кг	Цена по прейскуранту 17-03-01, руб/шт.
	до регулятора	после регулятора			
РДУК-2Н-50/35	< 1200	0,5—60	319 × 410 × 360	35	52,0
РДУК-2В-50/35		60—600	319 × 410 × 360	35	52,0
РДУК-2Н-100/50		0,5—60	350 × 560 × 450	80	84,0
РДУК-2В-100/50		60—600	350 × 560 × 450	80	84,0
РДУК-2Н-100/70		0,5—60	350 × 560 × 450	80	84,0
РДУК-2В-100/70		60—600	350 × 560 × 450	80	84,0
РДУК-2В-200/105		0,5—60	600 × 650 × 690	282	139,0
РДУК-2В-200/105		60—600	600 × 650 × 690	282	139,0
РДУК-2Н-200/140		0,5—60	600 × 650 × 690	282	139,0
РДУК-2В-200/140		60—600	600 × 650 × 690	282	139,0
РД-32Мс-10	< 300	0,9—2,0	345 × 235 × 286	8	15,8
РД-32Мс-6	< 1000	0,9—2,0	345 × 235 × 286	8	15,8
РД-50Мс-25	< 100	0,9—2,0	525 × 580 × 395	18	33,3
РД-50Мс-30	< 300	0,9—2,0	525 × 580 × 395	18	33,3
РД-50Мс-15	< 600	0,9—2,0	525 × 580 × 395	18	33,3

Примечание. В маркировке регулятора РДУК-2Н-50/35: регулятор давления универсальный (РДУ) с управляющим регулятором низкого (К-2Н) или высокого (К-2В) давления, с условным диаметром 50 мм и диаметром седла клапана 35 мм; в маркировке регулятора РД-32Мс-10: регулятор давления после себя (РД), сетевого газа (с), с условным диаметром 32 мм и диаметром седла клапана 10 мм.

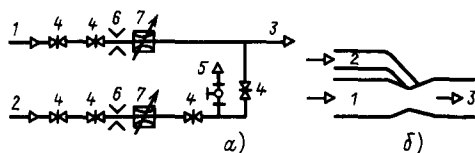


Рис. 7.15. Газосмесительная станция:

а — схема газопроводов газосмесительной станции; б — схема смесителя; 1 — газопровод ведущего газа; 2 — газопровод ведомого газа; 3 — газопровод смешанного газа; 4 — запорно-отключающее устройство; 5 — продувочная газовая свеча; 6 — измерительная диафрагма; 7 — дроссельное устройство

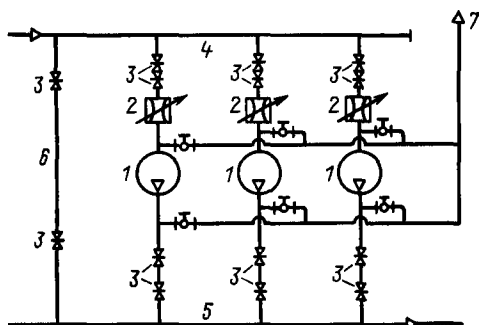


Рис. 7.16. Газоповысительная станция:

1 — газодувка; 2 — дроссельное устройство; 3 — запорно-отключающее устройство; 4 — коллектор низкого давления; 5 — коллектор высокого давления; 6 — обводная линия газа; 7 — продувочная свеча

ва. ГСС работают по схеме, обеспечивающей постоянство теплоты сгорания смешанного газа $Q_{\text{см}}^{\text{H}}$.

Необходимые объемные доли a_1 и a_2 каждого из смешиваемых газов, %

$$a_1 = \frac{Q_{\text{p}2}^{\text{H}} - Q_{\text{p см}}^{\text{H}}}{Q_{\text{p}2}^{\text{H}} - Q_{\text{p}1}^{\text{H}}} 100; \quad a_2 = 100 - a_1,$$

где $Q_{\text{p}1}^{\text{H}}$ и $Q_{\text{p}2}^{\text{H}}$ — соответственно теплота сгорания первого и второго газа, кДж/м^3 .

Газы поступают в смесители, для работы которых один из газов (ведущий) должен иметь запас давления в 10—50 кПа, обеспечивающий подсос и хорошее перемешивание ведомого газа.

На газопроводах установлены дроссели, измерительные диафрагмы, отключающие и продувочные устройства. При повышении требований со стороны потребителей смешанного газа к точности поддержания давления и качества смешанного газа на ГСС увеличивают количество дроссельных клапанов.

Газоповысительные станции (ГПС)

(рис. 7.16) применяют для повышения давления газа, подаваемого потребителю или транспортируемого на значительные расстояния. Низкое давление имеют ферросплавный, генераторный, коксовый газы. Давление повышается газодувками или компрессорами. Для сжатия коксового и ферросплавного газов применяют турбогазодувки производительностью 6—21 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ при повышении избыточного давления газа от 6—50 до 50—80 кПа. На ГПС устанавливают однопотные газодувки, количество которых определяется характером графика потребления газа.

Газодувки включают между коллекторами газа низкого и высокого давления. Между коллекторами устанавливают байпас. Если необходимо повышать давление смешанного газа, то строят смесительно-повысительные станции (СПС), в которых на всасывающей стороне газодувок устанавливают смесители.

Межцеховые газопроводы на промышленных предприятиях, как правило, прокладываются над землей. Для обеспечения компенсации температурных удлинений используют компенсирующую способность поворотов или устанавливают линзовые и волнистые компенсаторы (табл. 7.7).

В газопроводах конденсируются водяные пары и жидкие продукты, выделяющиеся из газов. Для их удаления газопроводы прокладываются с уклоном и в низких местах оборудуются конденсатосборниками (табл. 7.7).

Гидравлический расчет межцеховых и цеховых газопроводов низкого давления производится без учета изменения плотности газа при его движении. Внутренний диаметр участка газопровода, м, с избыточным давлением до 25 кПа определяют из выражения [2]

$$d_{\text{уч}} = 0,0188 \sqrt{\frac{V_{\text{г.уч}}^{\text{P}}}{\omega_{\text{г}}} \frac{\rho_0}{\rho_{\text{г}}}},$$

где $V_{\text{г.уч}}^{\text{P}}$ — расчетный расход газа через данный участок, $\text{м}^3/\text{ч}$; $\omega_{\text{г}}$ — оптимальная скорость газа в газопроводе низкого давления при рабочих значениях температуры, влажности и давления газа, м/с (табл. 7.8); ρ_0 и $\rho_{\text{г}}$ — плотности газа соответственно при $t_0 = 0^\circ\text{C}$, $p_0 = 101,3$ кПа и при средних значениях давления, влажности и температуры газа на данном участке, кг/м^3 .

Потеря давления на участке этих газопроводов, кПа,

$$\Delta p_{\text{уч}} = \lambda \frac{\omega_{\text{г}}^2}{2} \rho_{\text{г}} \frac{l_{\text{уч}}}{d_{\text{уч}}} (1 + \alpha) \cdot 10^{-3},$$

Т а б л и ц а 7.7. Основные сетевые устройства на газопроводах [2,8]

Наименование	Заводское обозначение	Максимальное рабочее давление (избыточное), кПа	Масса изделия, кг, при d_y , мм												
			50	65	80	100	150	200	250	300	400	500	600	800	1000
Конденсатосборник	УГ-1.00 МЧ УГ-2.00 МЧ УГ-3.00 МЧ	106 1200 1200	33 43 —	35 44 —	35 45 —	55 46 —	59 84 —	97 93 —	104 100 —	115 150 —	160 — 115	166 — 120	223 — 187	— — 239	— — 261
Линзовый компенсатор:															
с одним фланцем	УГ-8.00 МЧ	600	—	—	—	24 14	37 14	44 14	54 10	67 10	103 10	121 10	130 10	—	—
с двумя фланцами	УГ-9.00 МЧ	600	—	—	—	29 14	40 14	51 14	61 10	77 10	117 10	140 10	156 10	—	—
Волнистый компенсатор	УГ-11.00 МЧ	1200	—	—	—	— 60	33 60	60 72	75 84	90 84	165 108	—	—	—	—

Примечание. В знаменателе указана компенсирующая способность, мм.

Т а б л и ц а 7.8. Оптимальные скорости газов в газопроводе низкого давления

Диаметр газопровода, м	Оптимальная скорость газа, м/с		
	доменного	коксового	природного
0,02—0,05	—	2	8
0,1—0,2	3—4	4—5	8—12
0,3—0,5	5—6	6—7	12—15
0,6—0,8	7—8	8—9	15—20
0,9—1,2	9—11	10—13	25—35
1,3—2,0	12—20	14—22	40—50
2,2—3,0	22—28	25—30	—

где $\lambda = 0,02 \div 0,05$ — безразмерный коэффициент трения; $l_{yч}$ и $d_{yч}$ — длина и диаметр участка газопровода, м; $\alpha = 1,05 \div 1,1$ — доля потерь в местных сопротивлениях.

Газопроводы с избыточным давлением более 25 кПа следует рассчитывать, пользуясь специальными номограммами или по формуле

$$\frac{p_n^2 - p_k^2}{l_{yч}} = 1,45 \cdot 10^{-3} \left(\frac{k_s}{d_{yч}} + \right. \\ \left. + 1922 \frac{v_r d_{yч}}{V_{г.уч}^p} \right)^{0,25} \frac{(V_{г.уч}^p)^2}{d_{yч}^5} \rho_r,$$

где p_n и p_k — абсолютные значения давления газа соответственно в начале и конце участка газопровода, МПа; k_s — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы, см; v_r — кинематическая вязкость газа, m^2/c ; $V_{г.уч}^p$ — расход газа через участок, $m^3/ч$.

7.4. СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

7.4.1. НАЗНАЧЕНИЕ, СОСТАВ И СХЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Система технического водоснабжения — комплекс сооружений, оборудования и трубопроводов, обеспечивающий забор природной воды из источника, ее очистку, охлаждение; специальную обработку, транспортировку и подачу потребителям, а также сооружения, оборудование и установки, необходимые для приема отработавшей воды и подготовки ее для повторного использования.

По принципу организации использования природной воды в системах технического водоснабжения различают прямоточные, с последовательным использованием воды, оборотные и каскадные бессточные схемы водоснабжения (рис. 7.17). Для технического водоснабжения используется вода из поверхностных источников. Подземные воды разрешается использо-

вать только при необходимости обеспечения технологических процессов водой с температурой до 15°C и наличии запасов подземных вод, достаточных как для хозяйственно-питьевых, так и для технических нужд [21].

От 70 до 85 % воды, поступающей из системы технического водоснабжения, используется на предприятиях в качестве *хладоносителя*, охлаждающего различную продукцию в теплообменных аппаратах или же защищающего отдельные элементы установок и машин от чрезмерного нагрева. Эта вода в процессе использования нагревается, но не загрязняется охлаждаемой продукцией.

От 5 до 12 % технической воды используется в качестве среды, отмывающей продукцию или сырье от примесей, или же в качестве транспортирующей среды. Эта вода в процессе использования загрязняется примесями материалов и сырья и нагревается, если материа-

лы, с которыми она контактирует, имеют повышенную температуру.

От 10 до 20 % технической воды теряется за счет испарения (при грануляции жидких шлаков и т. п.) или входит в состав произведенной продукции (пар, сахар, хлеб и т. п.).

В зависимости от изменения качества воды в процессе ее использования схемы оборотного водоснабжения подразделяются на «чистые» циклы (рис. 7.17, а, цикл А) для воды, которая при использовании только нагревается; «грязные» циклы для воды, которая при использовании только загрязняется (рис. 7.17, а, цикл В) или одновременно и загрязняется и нагревается (рис. 7.17, а, цикл В).

В системах оборотного водоснабжения карбонатная жесткость воды, используемой как хладоноситель, не должна превышать $J_k \leq 2,8 \div 3,0$ мг-экв/кг, а допустимая кон-

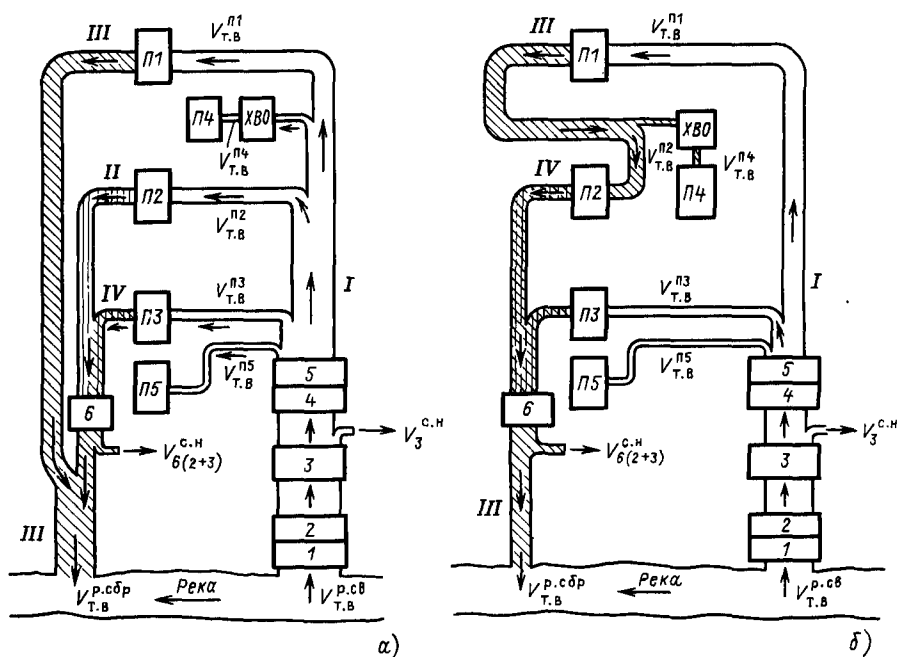


Рис. 7.17. Схема использования технической воды в системах производственного водоснабжения: а — прямоточная; б — последовательного использования воды; в — оборотная; 2 — каскадная бессточная; 1 — водозаборные сооружения; 2 — насосная станция первого подъема; 3 — станция очистки природной воды; 4 — резервуар очищенной воды; 5 — насосная станция второго подъема; 6 — станция очистки загрязненных стоков; 7 — насосная станция теплой оборотной воды; 8 — охлаждающее устройство оборотной воды; П1 — потребители, у которых вода в процессе использования нагревается; П2 — потребители, у которых вода в процессе использования загрязняется; П3 — потребители, у которых вода в процессе использования нагревается и загрязняется; П4 — потребители, у которых вода безвозвратно используется на производство пара; П5 — потребители, у которых вода безвозвратно используется на грануляцию шлака, тушение кокса и т. п. процессы; ХВО — станция умягчения воды; I — вода чистая холодная; II — вода загрязненная холодная; III — вода чистая горячая; IV — вода загрязненная горячая; V — продувочная вода оборотных циклов

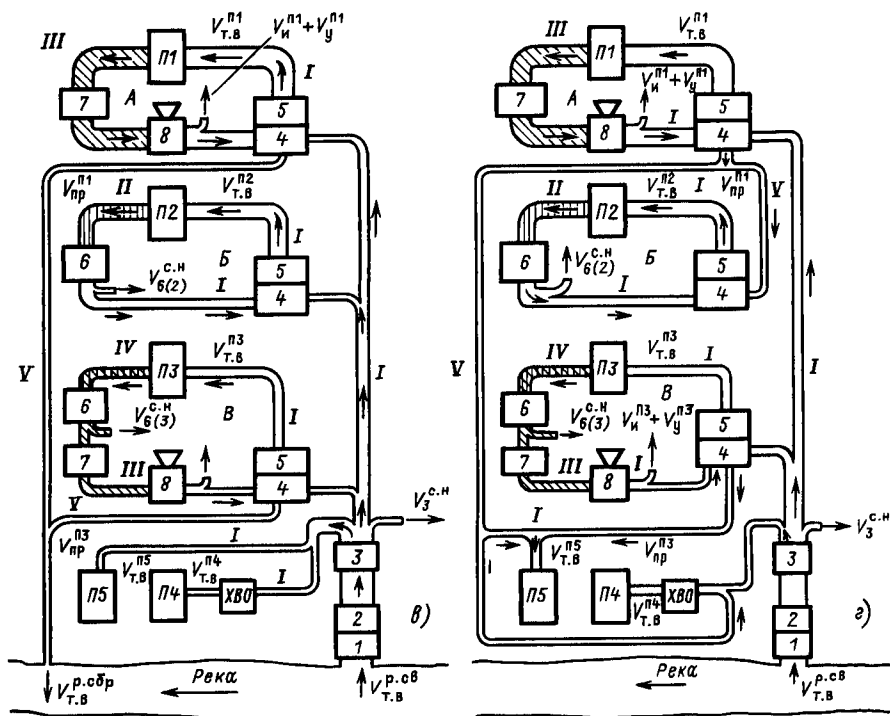


Рис. 7.17. Продолжение

центрация взвеси [21] принимается в зависимости от скорости движения воды в охлаждаемых аппаратах (рис. 7.18).

Вода, используемая как среда для отмывки и гидротранспортировки материалов, а также в процессах добычи и обогащения руд, освобождается только от грубодисперсной взвеси [21].

Потребность предприятия в свежей воде на производственные нужды $V_{т.в}^{п.св}$ и размер ее сбросов в водоемы $V_{т.в}^{п.сбп}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, определяют по формулам:

при прямоточной схеме (рис. 7.17,а)

$$V_{т.в}^{п.св} = \sum_{i=1}^{i=m} V_{т.в}^{п.i} + V_3^{с.н.}; \quad V_{т.в}^{п.сбп} = \sum_{i=1}^{i=m-c} V_{т.в}^{п.i} - \sum_{i=1}^{i=(k+l)} V_{6i}^{с.н.};$$

при схеме с последовательным использованием воды (рис. 7.17,б)

$$V_{т.в}^{п.св} = \sum_{i=1}^{i=m} V_{т.в}^{п.i} - \sum_{i=1}^{i=f} V_{т.в}^{п.i} + V_3^{с.н.};$$

$$V_{т.в}^{п.сбп} = \sum_{i=1}^{i=(m-c-f)} V_{т.в}^{п.i} - \sum_{i=1}^{i=(k+l)} V_{6i}^{с.н.};$$

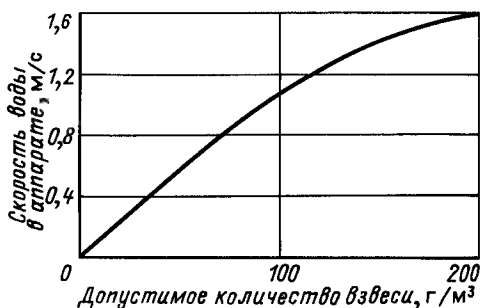


Рис. 7.18. Предельно допустимое содержание взвеси в оборотной воде на входе в охлаждаемый аппарат

при оборотной схеме (рис. 7.17, а)

$$V_{т.в}^{р.св} = \sum_{i=1}^{i=(m-k-c)} (V_{и}^{\Pi i} + V_{у}^{\Pi i} + V_{пр}^{\Pi i}) + \sum_{i=1}^{i=c} V_{т.в}^{\Pi i} + \sum_{i=1}^{i=(k+l)} V_{6i}^{с.н} + V_3^{с.н};$$

$$V_{т.в}^{р.сбр} = \sum_{i=1}^{i=(m-k-c)} V_{пр}^{\Pi i},$$

при каскадной бессточной схеме (рис. 7.17, з)

$$V_{т.в}^{р.св} = \sum_{i=1}^{i=(m-k-c)} (V_{и}^{\Pi i} + V_{у}^{\Pi i}) + \sum_{i=1}^{i=c} V_{т.в}^{\Pi i} + \sum_{i=1}^{i=(k+l)} V_{6i}^{с.н} + V_3^{с.н}; V_{т.в}^{р.сбр} = 0,$$

где $V_{т.в}^{\Pi i}$ — среднечасовой расход группой i однотипных потребителей, м³/ч; $V_{и}^{\Pi i}$, $V_{у}^{\Pi i}$, $V_{пр}^{\Pi i}$ — соответственно потери воды с испарением, уносом и продувкой у тех групп потребителей, где вода в процессе использования нагревается и затем охлаждается в градирнях, брызгальных бассейнах и т. п., м³/ч; $V_3^{с.н}$, $V_{6i}^{с.н}$ — соответственно расходы воды на собственные нужды центральной станции очистки природной воды и локальных станций очистки загрязненных стоков, м³/ч (см. § 7.4.4); m — общее число групп однотипных потребителей воды на предприятии; c — число групп однотипных потребителей, безвозвратно использующих воду; k — число групп однотипных потребителей, только загрязняющих воду при использовании; l — число групп однотипных потребителей, одновременно нагревающих и загрязняющих воду при использовании; f — число групп потребителей, отдающих свои стоки для последующего использования в других группах.

Объединение локальных схем обратного водоснабжения в единую систему с каскадным использованием воды (рис. 7.17, з) открывает возможности для снижения потребления свежей воды и создания бессточных систем водоснабжения предприятий. В этих системах продувочная вода «чистых» циклов используется для подпитки «грязных» циклов и сокращает потребление ими свежей воды. Если продувка «чистых» циклов превышает общую потребность «грязных» циклов в свежей воде, то ее избыток может направляться на химводоочи-

стку для умягчения и использования для питания котлов и аналогичных установок, безвозвратно потребляющих воду. Продувочную воду «грязных» циклов следует использовать для грануляции шлаков, тушения кокса и аналогичных нужд безвозвратного водопотребления.

7.4.2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ВОДЫ НА ТЕХНИЧЕСКИЕ НУЖДЫ

Необходимое для каждого производства количество воды $V_{т.в}^p$, а также образующихся стоков устанавливается технологическим расчетом или принимается на основании передового опыта аналогичных производств или на основе действующих ведомственных технологических норм (табл. 7.9).

Безвозвратное водопотребление и потери воды в местах ее использования $V_{т.в}^{б.в}$ равны массе воды, уносимой с продуктом и с отходами. Потери воды на испарение в охлаждающих устройствах, м³/ч и %, $V_{и} = k \Delta t V_{т.в}^{об}$ или $P_{и} = 100 V_{и} / V_{т.в}^{об}$, где k — коэффициент, учитывающий долю теплообмена испарением в общем теплообмене охлаждаемой воды с воздухом, °С⁻¹, принимается в зависимости от температуры наружного воздуха t_a равным:

t_a , °С	...	0	10	20	30
k , 1/°С	...	0,10	0,12	0,14	0,15

$\Delta t = t_2 - t_1$ — температурный диапазон охлаждения воды, °С, здесь t_2 и t_1 — соответственно температуры теплой отработавшей воды, поступающей в охладитель, и охлажденной воды, °С; $V_{т.в}^{об}$ — объемный расход охлаждаемой воды, м³/ч.

Потери воды вследствие уноса из охлаждающих устройств, м³/ч, $V_{у} = 0,01 P_{у} V_{т.в}^{об}$. Процент уноса $P_{у}$ следует принимать по данным, приведенным ниже:

Брызгальный бассейн производительно до 500 м ³ /ч	2—3
Брызгальный бассейн производительно выше 500 м ³ /ч	1,5—2
Открытые и брызгальные градирни с жалюз	1,0—1,5
Открытые и брызгальные градирни с решетками	0,5—1,0
Вентиляторные градирни с водоуловителем	0,2—0,5
Башенные градирни и оросительные теплообменники	0,5—1,0

Потери воды с испарением и уносом компенсируются добавкой в оборотный цикл соответствующего количества свежей воды.

Таблица 7.9. Удельные расходы воды на производственные нужды [24]

Процесс или потребитель воды	Единица, на которую рассчитан расход	Удельный расход воды, м ³ , на расчетную единицу
Производство электроэнергии на ТЭЦ	1000 кВт	100—400
Гидрозолоудаление	1 т зола	5—10
Сжатие воздуха центробежными компрессорами	1000 м ³ воздуха	5—10
Добыча угля	1 т угля	0,2—0,5
Мокрая очистка доменного газа	1000 м ³ газа	5
Прокат металла	1 т проката	5—22
Производства металлических труб	1 т изделий	9—25
Кузнечный цех	1 т поковок	1—4
Механический цех	1 т изделий	0,5—5
Изготовление кирпича	1000 шт.	0,7—1
Производство вискозного шелка	1 т изделий	350—2000
Переработка мяса на мясокомбинате	1 т мяса	28—43

Для поддержания нормируемого количества примесей в оборотной воде $Ж^{об}$ их содержание в свежей воде должно составлять $Ж^{св} = Ж^{об} \cdot P_y / (P_n + P_y)$.

Требования к качеству свежей воды можно существенно снизить, если из оборотных циклов осуществлять продувку $P_{пр}$. Расход продувки, %,

$$P_{пр} = \frac{Ж^{св}}{Ж^{об} - Ж^{св}} P_n - P_y;$$

то же, м³/ч, $V_{пр} = 0,01 P_{пр} V_{т.в}^{об}$.

7.4.3. ОХЛАЖДАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА В ОБОРОТНЫХ СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В качестве охлаждающих устройств в оборотных системах водоснабжения промышленных предприятий наибольшее распространение получили *вентиляторные градирни*, *брызгальные бассейны*, *теплообменные аппараты воздушного охлаждения* типа АВГ и АВЗ (сухие градирни), *башенные градирни* и *водохранилища-охладители*.

Характеристики и методы расчета башенных градирен и водохранилищ-охладителей изложены в разд. 6 кн. 3 настоящей серии, а аналогичные данные по сухим градирням — в § 4.13.

Брызгальный бассейн (рис. 7.19) представляет собой открытый резервуар прямоугольной формы из бетона, железобетона, кирпича или камня. Глубина резервуара $C = 1,5 \div 2,0$ м. Над поверхностью резервуара выше уровня воды в нем на высоте $c = 1,5 \div 2,0$ м размещается система распределительных труб. На трубах установлены брыз-

гальные устройства с соплами (табл. 7.10).

Расход воды, м³/ч, через сопло $V_c = K_c \sqrt{\Delta H}$, где K_c — коэффициент, зависящий от типа сопла, м³/ч · (кПа)^{0,5}.

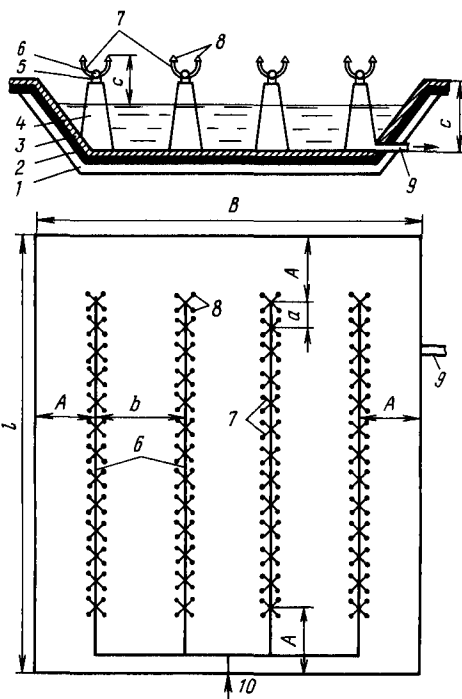


Рис. 7.19. Брызгальный бассейн:

1 — крупный песок; 2 — мягкая глина; 3 — бетонные плиты; 4 — стальные опорные конструкции; 5 — роликовые опоры; 6 — распределительные трубы; 7 — брызгалки (соплодержатели); 8 — сопла; 9 — штуцер отвода охлажденной воды; 10 — штуцер подвода нагретой воды

Таблица 7.10. Основные конструктивные характеристики брызгальных бассейнов [1]

Тип сопла	Коэффициент сопла K_c , $\frac{м^3}{ч \cdot (кПа)^{0,5}}$	Основные размеры, м (рис. 7.19)			
		a	b	A	B
Винтовые центробежные	2,6	3—3,5	10—12	7—10	≤ 50
Щелевые	5,4—6,3	4—4,5	8—10	5—10	≤ 50
Бутылочные	0,8—1,6	4,0	6—8	5—10	≤ 50

(табл. 7.10); ΔH — избыточное давление перед соплом, кПа; обычно $\Delta H = 50$ кПа.

Температуру охлажденной воды $t_1^a = t_1$ — δt_n определяют, пользуясь номограммами, приведенными на рис. 7.20.

Вентиляторные градирни представляют собой сооружения для охлаждения воды в оборотных системах водоснабжения с принудительной подачей воздуха в оросительное пространство вентиляторами.

Вентиляторные градирни допускают более высокие тепловые нагрузки, обеспечивая более глубокое и устойчивое охлаждение воды, чем в брызгальных бассейнах, башенных градирнях и т. п., а также требуют меньшей площади для размещения. При одинаковой производительности сооружение вентиляторных градирен на 50—80 % дешевле, чем башенных, и на 30—50 % — чем брызгальных бассейнов [9]. Вместе с тем при их эксплуата-

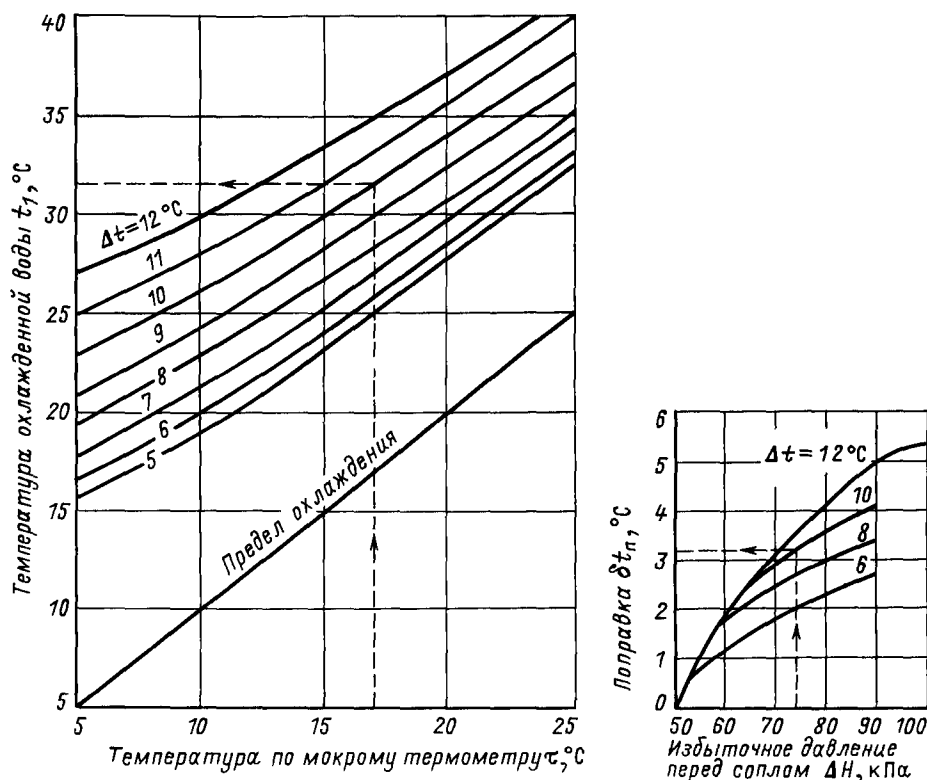


Рис. 7.20. График для расчета температуры воды, охлажденной в брызгальном бассейне: $\Delta H = 50$ кПа; $\omega_2 = 2$ м/с; Δt — зона охлаждения

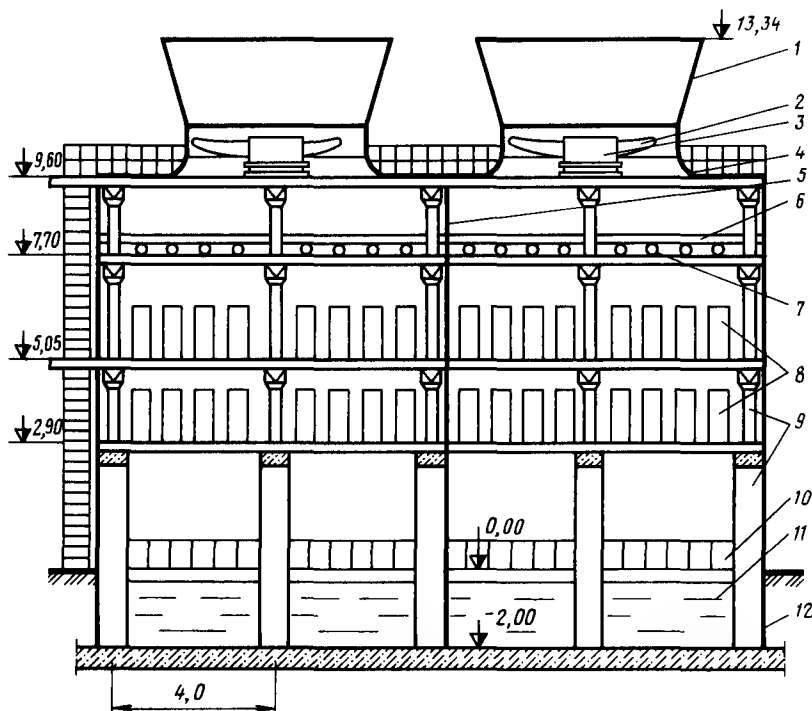


Рис. 7.21. Вентилирующая многосекционная градирня конструкции Союзводоканалпроекта:
1 — диффузор; 2 — вентилятор; 3 — электродвигатель; 4 — конфузор; 5 — межсекционная перегородка;
6 — водоуловитель; 7 — водораспределительная система; 8 — ороситель; 9 — железобетонный каркас;
10 — окна для входа воздуха; 11 — водосборный бассейн; 12 — обшивка

ции расходуется электроэнергия на привод вентиляторов.

Вентилирующие градирни выполняют секционными (рис. 7.21) с индивидуальным вентилятором на каждую секцию или же одновентиляторными. Оптимальное число секций в одном оборотном цикле — от 4 до 8; минимальное — 2. Вентилирующие установки в большинстве типов градирен располагаются вверх, просасывая воздух через ороситель со скоростью 4—5 м/с [9].

Оросительное устройство — одно из основных элементов градирни, предназначенное для увеличения поверхности соприкосновения между охлаждаемой водой и охлаждающим воздухом.

Секционные градирни проектируются с площадью оросителя от 2 до 200 м² в каждой секции, а одновентиляторные — от 400 до 1200 м². В градирнях с брызгальным оросителем вода из расположенных в водораспределителе сопел разбрызгивается ими и падает вниз, омываясь отсасываемым вентилятором воздухом, охлаждается за счет частичного испарения и собирается в бассейне. Градирни с указанным оросителем применяют при ма-

лых расходах воды или при ее значительном загрязнении.

Плотность орошения (количество воды, проходящей через единицу площади сечения градирни в единицу времени) в них $g = 1,4 \div 1,7$ кг/(м²·с).

При использовании *капельного* оросителя вода с содержанием взвешенных частиц не более 200 мг/кг вытекает через отверстия в распределительных лотках и мелко разбрызгивается, ударяясь о специальные отбойные тарелки и расположенные под ними в несколько рядов рейки. В этих оросителях достигается плотность орошения $g = 1,7 \div 2,2$ кг/(м²·с). Аэродинамическое сопротивление при скорости воздуха $w_a = 1,6 \div 1,8$ м/с составляет 90—120 Па.

В *плenoчном* оросителе охлаждаемая вода стекает тонкой пленкой ($\delta = 0,3 \div 0,5$ мм) по системе вертикально расположенных щитов. В пленочных оросителях $g = 2,2 \div 4,4$ кг/(м²·с). Затраты на рейки и щиты повышают стоимость капельных и пленочных оросителей. Повышается и их аэродинамическое сопротивление.

Выбор типа оросителя производят, исходя

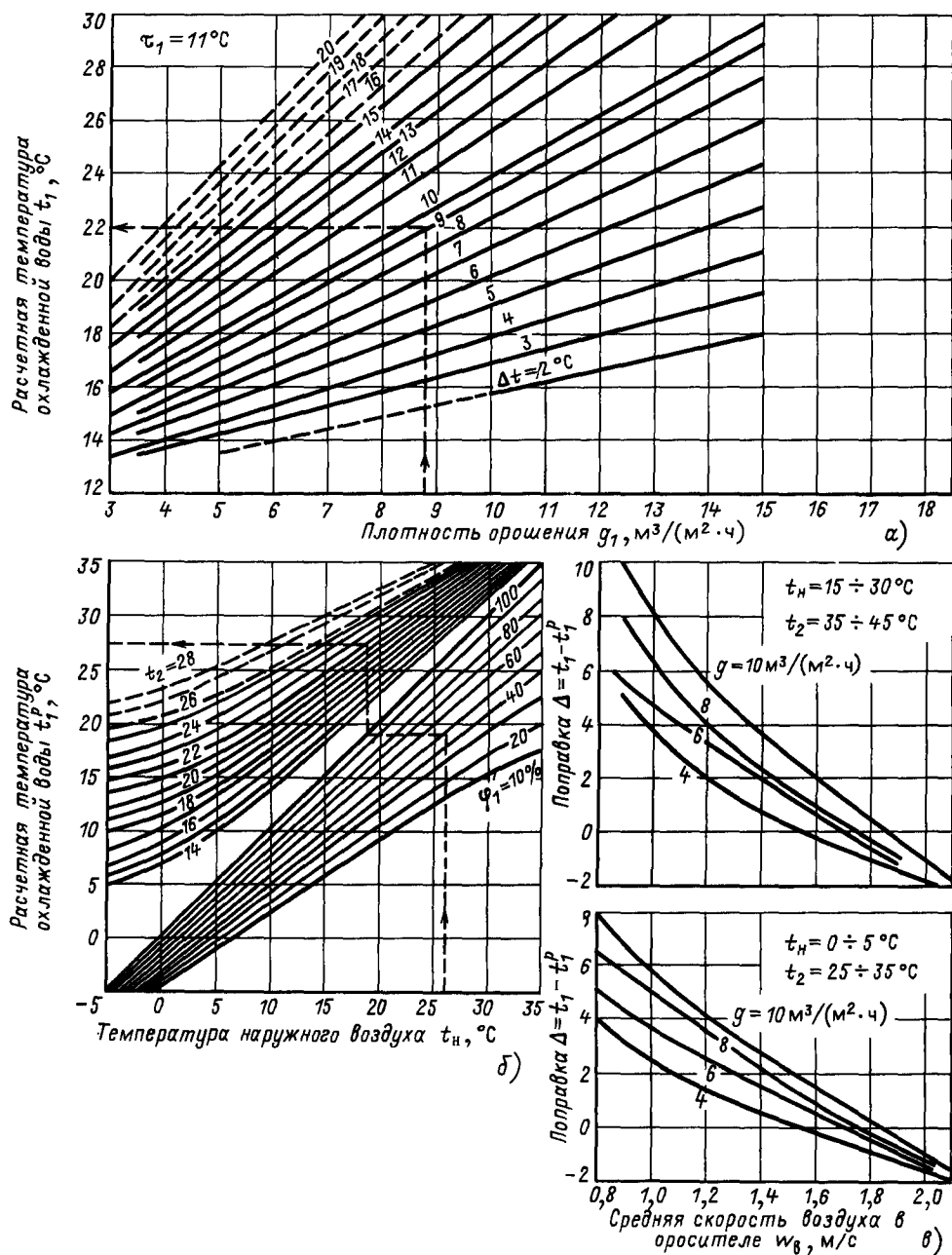


Рис. 7.22. Типовая номограмма для определения расчетной температуры охлаждения воды t_p в вентиляторных градирнях капельного и пленочного типа при $w_{\text{возд}} = 1,8 \text{ м/с}$: а — основной график для температуры мокрого термометра $\tau_1 = 11^\circ\text{C}$; б — график определения температур охлажденной воды при других метеорологических факторах; в — поправки к значениям t_1 при $w_{\text{возд}} \neq 1,8 \text{ м/с}$ и изменениях температуры наружного воздуха t_n от 0 до 30°C , а температуры теплой воды t_2 — от 25 до 45°C

Таблица 7.11. Вентиляторные секционные градирни Союзводоканалпроекта (по типовому проекту 901-6)

Номер варианта проекта	Размеры одной секции, м		Число секций в градирне	Тип оросителя	Тип вентилятора	Материал элементов градирни		
	в плане	высота				каркаса	обшивки	оросителя
27	4×4	10,01	2—6	Пленочный	ІВГ-25	Железобетон	Асбоцемент	Дерево
	4×4	10,01	2—6	Капельный	ІВГ-25	»	»	»
	4×4	10,01	2—6	Брызгальный	ІВГ-25	»	»	Отсутствует
28	4×4	10,56	2—6	Пленочный	ІВГ-25	Сталь	} Дерево или асбоцемент	} Дерево или полиэтилен
	4×4	10,56	2—6	Капельный	ІВГ-25	»		
	4×4	10,56	2—6	Брызгальный	ІВГ-25	»		
39	4×4	10,07	2—6	Пленочный	ІВГ-25	Дерево	Дерево	Дерево
	4×4	10,07	2—6	Капельный	ІВГ-25	»	»	»
34	8×8	12,74	2—5	Пленочный	ІВГ-50	»	»	»
	8×8	12,74	2—5	Капельный	ІВГ-50	»	»	»
29	8×8	12,74	2—5	Пленочный	ІВГ-50	} Сталь	} Дерево или асбоцемент	} Дерево
	8×8	12,74	2—5	Капельный	ІВГ-50			
	8×8	12,74	2—5	Брызгальный	ІВГ-50			
21	8×8	13,34	2—5	Пленочный	ІВГ-50	Железобетон	Асбоцемент	Дерево
	8×8	13,34	2—5	Капельный	ІВГ-50	»	»	»
	8×8	13,34	2—5	Брызгальный	ІВГ-50	»	»	Отсутствует
20с	12×12	16,65	2,3	Пленочный	ІВГ-70	»	»	Дерево
30	12×12	17,15	2,3	Пленочный	ІВГ-70	Сталь	Дерево	»
19с	12×16	16,65	2,3	Капельный	ІВГ-70	Железобетон	Асбоцемент	»
	12×16	16,65	2,3	Брызгальный	ІВГ-70	»	»	Отсутствует
31	12×16	17,15	2,3	Капельный	ІВГ-70	} Сталь	} Дерево или асбоцемент	} Дерево
	12×16	17,15	2,3	Брызгальный	ІВГ-70			

из сопоставления его охлаждающей способности со стоимостью оросителя и создаваемого им аэродинамического сопротивления.

Наибольшее распространение получили отсасывающие секционные градирни Союзводоканалпроекта с вытяжным вентилятором и противоточным движением воздуха (табл. 7.11).

Аналитические методы теплового расчета вентиляторных градирен [1] достаточно громоздки, и обычно расчеты производят, используя эмпирические графики охлаждения, полученные по данным натурных испытаний определенных конструкций градирен.

На рис. 7.22 приведена типовая номограмма [11] для расчета вентиляторных градирен, разработанная ЛОТЭП и ПО «Союзтехэнерго».

7.4.4. СООРУЖЕНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОКОВ В ОБОРОТНЫХ СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Разработка *бессточных схем водоснабжения* промышленных предприятий и комплексов становится основным направлением в решении задач предотвращения загрязнения водоемов и экономного расходования свежей воды.

Особое внимание при выборе систем технического водоснабжения на крупных промышленных предприятиях или комплексах необходимо обращать на сочетание локальных и общезаводских систем, на объединение их с целью повторного использования стоков, так как использование очищенных сточных вод в системах оборотного водоснабжения является центральным вопросом общей проблемы

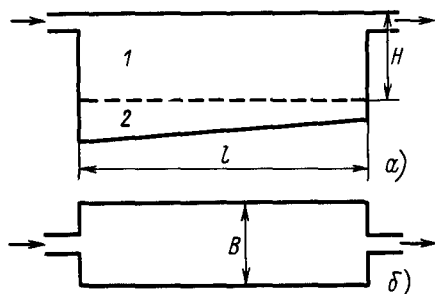


Рис. 7.23. Горизонтальный отстойник:
а — продольный разрез; б — план; 1 — зона осаждения осадка; 2 — зона накопления осадка

перевода предприятий на бессточный режим.

В сточных водах могут содержаться шламы, кислоты, масла, органические и поверхностно-активные вещества и т. п. Наиболее целесообразно проводить локальную очистку стоков от специфических загрязнений данной установки или производства, а затем — централизованную от общих для большинства установок загрязнений.

Очистку от механических примесей природных и сточных вод осуществляют в специальных сооружениях для осветления воды.

Время осаждения различных по составу и размерам взвешенных частиц, содержащихся в воде, существенно различно (табл. 7.12).

В системах технического водоснабжения в качестве первой ступени осветления используются горизонтальные и радиальные отстойники, гидроциклоны, крупнозернистые фильтры, очищающие воды от частиц определенной крупности. При необходимости очистки воды и от мелкодисперсной взвеси используются

в качестве второй ступени очистки осветлители и фильтры.

Горизонтальные отстойники — железобетонные, прямоугольные в плане (одноэтажные или двухэтажные) бассейны воды (рис. 7.23). Для выравнивания потоков в бассейнах устанавливают через 3–6 м вертикальные, продольные перегородки. Удаление осадка со дна отстойника гидравлическое (без остановки работы) или механическое (при опорожнении отстойника или отсека).

Глубина горизонтального отстойника $H = 1,5 \div 3$ м. Длина l и ширина B отстойника, м, определяются из выражений

$$l = \frac{wH}{\kappa_0 u_0}; \quad B = \frac{V^p}{3,6HwN},$$

где $w = 3 \div 12$ мм/с — средняя расчетная скорость движения воды в проточной части отстойника; κ_0 — объемный коэффициент (для горизонтальных отстойников $\kappa_0 = 0,5$, для радиальных $\kappa_0 = 0,45$); u_0 — усредненная скорость осаждения (гидравлическая крупность) частиц, которые нужно задержать в отстойнике, мм/с; V^p — расчетный объемный расход очищаемых вод, м³/ч; N — расчетное количество параллельно работающих отстойников.

Скорость u_0 для данного состава очищаемой воды определяется экспериментально или вычисляется по выражению

$$u_0 = \frac{1000\kappa_0 H}{\alpha t (\kappa_0 H/h)^n} - w_v,$$

где α — коэффициент, учитывающий влияние температуры воды на ее вязкость; t — продолжительность отстаивания воды из слоя глубиной h , м, для получения заданной степени осветления; w_v — вертикальная составляющая скорости движения воды в отстойнике, мм/с; n — коэффициент, зависящий от свойств взвеси (определяется экспериментально). Для мутных вод, не обработанных коагулянтами, $u_0 = 0,12 \div 0,15$ мм/с. При обработке коагулянтами мутных вод, содержащих 0,05–0,025 кг/м³ взвешенных веществ, скорость осаждения принимается $u_0 = 0,35 \div 0,45$ мм/с; при содержании взвеси более 0,250 кг/м³ $u_0 = 0,5 \div 0,6$ мм/с; для цветных вод, содержащих до 0,05 кг/м³ взвешенных веществ, $u_0 = 0,35 \div 0,45$ мм/с [1].

Объемный расход воды, м³/ч, теряемой при очистке горизонтальных отстойников,

$$V_{от.г}^c = \kappa_p V_{от}/\tau_p,$$

где κ_p — коэффициент разбавления осадка водой ($\kappa_p = 1,2 \div 1,5$ при гидравлическом удалении осадка и $\kappa_p = 1,1$ — при механическом);

Таблица 7.12. Время осаждения взвешенных в воде частиц [21]

Вид взвешенных частиц	Размер частиц, мм	Скорость осаждения (гидравлическая крупность), мм/с	Время осаждения частиц на глубину в 1 м
Песок:			
крупный	1	100	10 с
средний	0,5	50	20 с
мелкий	0,1	7	150 с
Ил	0,05–0,027	1,7–0,5	0,17–0,5 ч
Мелкий ил	0,01–0,005	0,07–0,017	4–18 ч
Глина	0,0027	0,005	48 ч
Тонкая глина	0,001–0,0005	0,0007–0,00017	360–1440 ч
Коллоидные частицы	0,0002–0,000001	0,000007	4 года

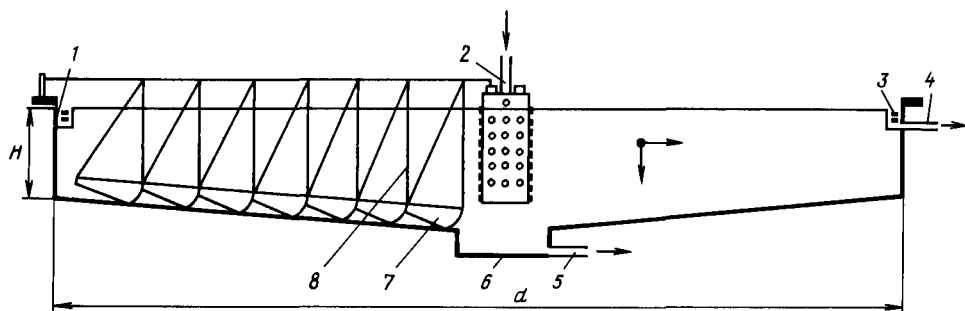


Рис. 7.24. Радиальный отстойник:

1 — железобетонный резервуар; 2 — подвод воды; 3 — водосливный желоб; 4 — водоотводящая труба; 5 — шламоотводящая труба; 6 — приямок; 7 — скребки; 8 — ферма

$V_{от}$ — объем отстойника (при опорожнении) или объем зоны накопления осадка (при гидравлическом способе), m^3 ; τ_p — продолжительность работы отстойника между чистками, ч.

Радиальные отстойники (рис. 7.24) — круглые в плане бассейны, снабженные устройством для непрерывного удаления выпадающей взвеси. Вода через водораспределительный полый дырчатый цилиндр радиусом 2—4 м, размещенный в центре, поступает в бассейн и движется к его периферии, сливаясь в кольцевой желоб. Дно бассейна имеет уклон в 5—8° от периферии к центру, где расположен приямок для сбора осадка, сгребаемого вращающимися скребками сгустителя. Из приямка осадок удаляется гидравлическим способом. Глубина отстойника у периферии $H=1,5 \div 5$ м. Диаметр радиального отстойника, м,

$$d = \sqrt{\frac{4V^p}{3,6\pi k_0 u_0}}$$

Полученное значение диаметра и другие размеры отстойника необходимо согласовывать с размерами сгустителей, приведенными в табл. 7.13. Масса твердого вещества осадка, кг/ч, осаждаемого в отстойнике,

$$G_{т.в} = (g_{т.в}^{гр} - g_{т.в}^{осв}) V^p,$$

где $g_{т.в}^{гр}$ и $g_{т.в}^{осв}$ — соответственно содержание взвешенных веществ в грязной и осветленной воде, kg/m^3 .

Безнапорные гидроциклоны (рис. 7.25), разработанные ПО «ВНИПИЧерметэнергоочистка» [11], имеют тангенциальный подвод осветляемой воды. Возникающее при этом медленное вращение потока осветляемой воды ускоряет коагуляцию и выпадение взвешенных частиц. Высота цилиндрической части гидро-

циклона H равна его диаметру d и не превышает 8 м, а диаметр отверстия диафрагмы d_d равен половине диаметра гидроциклона.

Концентрация твердого вещества в шламовой пульпе, отводимой через штуцер в нижней конической части гидроциклона, составляет $g_{т.в} = 50 \div 100$ kg/m^3 . Небольшие габариты гидроциклонов при значительной производительности позволяют размещать их вблизи цехов и широко использовать в локальных «грязных» циклах систем оборотного водоснабжения.

При очистке сточных вод после газоочистки мартеновских и конвертерных цехов до необходимой концентрации 0,150 kg/m^3 удельный расход очищаемой воды через каждый

Таблица 7.13. Сгустители радиальных отстойников [21]

Типо-размер	Диаметр, м	Глубина в центре, м	Мощность электродвигателя, кВт	Время одного оборота, мин
Ц-5	5	2,5	1	2,8
Ц-6	6	2,5	1,7	3,9
Ц-7,5	7,5	3	1,7	3,9
Ц-9	9	3	2,8	4,7
Ц-12	12	3	2,8	6,2
Ц-15	15	3	2,8	8
П-15	15	3	2,8	8
П-18	18	3,6	2,8	10
П-24	24	3,6	4,5	12
П-30	30	3,6	4,5	16
П-50	50	4,5	7,0	26
П-75	75	6	10	39
П-100	100	7	14	52

Примечание. Сгустители типа Ц снабжаются центральным приводом, а типа П — периферийным.

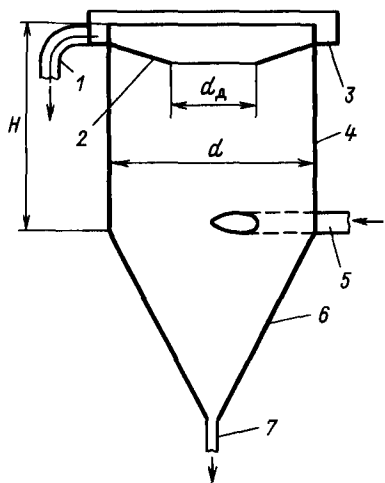


Рис. 7.25. Безнапорный гидроциклон конструкции ПО «ВНИПЧерметэнергоочистка»:

1 — отвод осветленной воды; 2 — диафрагма; 3 — кольцевой лоток для сбора осветленной воды; 4 — корпус; 5 — подвод очищаемой воды; 6 — коническое днище; 7 — отвод шлама

квадратный метр сечения гидроциклона может достигать $g=6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, если сточная вода не коагулируется, и $g=12 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ при коагуляции сточной воды. Таким образом, один гидроциклон диаметром 8 м может обеспечить осветление $600 \text{ м}^3/\text{ч}$ сточных вод.

Гидроциклон-флокулятор с плоским дном является видоизменением конструкции безнапорного гидроциклона. Отказ от конусного днища позволил без увеличения общей высоты гидроциклона довести диаметр цилиндрического корпуса до 12 м, а производительность — до $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Шлам из гидроциклона-флокулятора удаляется механическим скребком через шламовое отверстие в днище. Объемный расход шламовой пульпы составляет 3—5 % объемной производительности гидроциклона-флокулятора.

Вторая ступень очистки воды от взвешенных частиц осуществляется пропусканием ее через слой зернистого материала (песка, гравия, антрацита и пр.) в скорых фильтрах. Скорость фильтрования в таких фильтрах $w_p=5 \div 10 \text{ м/ч}$. В системах оборотного водоснабжения с большими расходами воды и пониженными требованиями к содержанию взвешенных частиц в очищенной воде применяют крупнозернистые фильтры, используемые для частичного осветления воды, идущей на технические цели, при содержании взвешенных частиц в воде, поступающей на очистку, не более 200 г/м^3 . Крупность загрузки в них равна 1—2 мм при слое высотой более 1,5—

2 м. Они применяются обычно для осветления воды без предварительной коагуляции и отстаивания и задерживают до 80 % взвешенных частиц. Скорость фильтрования в них — до 10 м/с. Дренаж осуществляется через систему дренажных колпачков. Эти фильтры могут быть самотечными, но чаще их выполняют напорными, работающими под давлением. Напорные крупнозернистые фильтры рассчитывают на потерю давления 150 Па. Суммарная площадь фильтров, м^2 ,

$$F_{\phi} = \frac{V_{\phi}^{\text{сут}}}{\tau_p w_p - n(g_1 \tau_1 + g_2 \tau_2 + g_3 \tau_3 + w_p \tau_4)},$$

где $V_{\phi}^{\text{сут}}$ — объемный расход фильтруемой воды, $\text{м}^3/\text{сут}$; τ_p — время работы станции фильтрования, ч/сут; n — число промывок всех фильтров за сутки; w_p — расчетная скорость фильтрования, м/ч; g_1, g_2, g_3 — соответственно интенсивности подачи воды при взрыхлении фильтрующего слоя, водовоздушной его промывке и отмывке, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, рекомендуется: $g_1 = 21 \div 29 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, $g_2 = 11 \div 14 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, $g_3 = 21 \div 29 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$; τ_1, τ_2, τ_3 — соответственно продолжительности взрыхления, промывки и отмывки, ч/промывку ($\tau_1=0,017 \text{ ч}$, $\tau_2=0,083 \text{ ч}$, $\tau_3=0,033 \text{ ч}$); τ_4 — общее время простоя фильтров в связи с каждой промывкой, ч/промывку.

Напорные фильтры (см. табл. 7.18 кн. 3 настоящей серии) широко используют в системах технического водоснабжения с различным фильтрующим материалом. Они рассчитаны на давление 0,4—0,6 МПа. Расчетная скорость фильтрования в них — до 8 м/ч. Для очистки сточных вод прокатного производства, содержащих окислы и масло, применяются сверхскоростные фильтры Укрпромеза [11] с диаметром корпуса 2 м. Их фильтрующая зона разбита на восемь камер таким образом, что в любой момент времени вода фильтруется через семь камер, а восьмая в это время промывается. Переход каждой камеры с рабочего режима на промывку осуществляется автоматически. Скорость фильтрования 50 м/ч.

В технологии очистки сточных вод находят применение сетчатые фильтры [11]. Скорость фильтрования в них 600—700 м/ч. Однако они задерживают только частицы крупнее 30 мкм. Расход воды на промывку составляет 2,5—5 % количества очищенной воды.

Работа сооружений для осветления воды в системах оборотного водоснабжения должна сопровождаться правильно организованным процессом удаления, обезвреживания и переработки осажденных шламов (рис. 7.26). Для

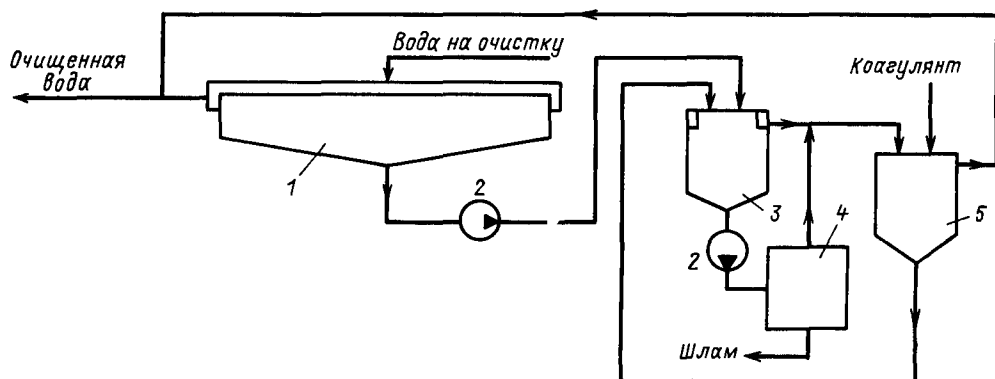


Рис. 7.26. Схема установки для обезвоживания шламов, осажденных в отстойниках оборотных систем:

1 — отстойник; 2 — шламовые насосы; 3 — сгуститель; 4 — вакуум-фильтр; 5 — осветлитель

механического обезвоживания отводимую из отстойников шламовую пульпу с концентрацией $80\text{--}100\text{ кг/м}^3$ направляют в радиальные сгустители, в которых пульпа сгущается до 450 кг/м^3 , а содержание взвеси в отделенной от шлама воде понижается до $1,5\text{--}2,0\text{ кг/м}^3$ и она возвращается в линию отработанной

воды перед отстойником. Дальнейшее механическое обезвоживание шламов производят на вакуум-фильтрах (табл. 7.14) или фильтр-прессах (табл. 7.15), в которых выделяется твердая фаза (обезвоженный шлам), а жидкий фильтрат с содержанием взвеси $0,5\text{--}2\text{ кг/м}^3$ направляется в линию отработанной воды.

Т а б л и ц а 7.14. Ленточные вакуум-фильтры [21]

Типоразмер	Скорость ленты, м/мин	Мощность электродвигателя, кВт	Габариты, м	Масса, т
ЛУ-1,6-0,5-3,2	0,8—4,8	3,0	$5,58 \times 1,97 \times 1,75$	3,6
ЛУ-2,5-0,5-4,8	0,8—4,8	3,0	$7,20 \times 1,97 \times 1,75$	4,17
ЛУ-3,2-0,5-6,4	1—6	5,5	$8,79 \times 1,97 \times 1,75$	5,06
ЛУ-4-0,5-8	1,5—9	5,5	$11,63 \times 1,97 \times 2,10$	6,47
ЛУ-10-1,25-8	4—10	10	$13,36 \times 0,46 \times 3,50$	20,76

П р и м е ч а н и е. В типоразмере первая цифра указывает его площадь, м^2 ; вторая — ширину ленты, м; третья — длину вакуум-камеры, м.

Т а б л и ц а 7.15. Фильтр-прессы [21]

Типоразмер	Площадь, м^2	Число фильтровальных плит	Ширина фильтрующей ткани, мм	Мощность электродвигателя, кВт	Габариты, м	Масса, т
ФПАКМ-2,5У	2,5	6	700—750	23	$2,66 \times 1,76 \times 2,75$	6,3
ФПАКМ-5У	5	6	845—920	27	$2,38 \times 2,00 \times 2,78$	8,4
ФПАКМ-10У	10	12	845—920	27	$2,28 \times 2,00 \times 3,53$	10,2
ФПАКМ-25У	25	16	1100—1200	36,5	$3,78 \times 2,15 \times 4,24$	16,6
ФПАКМ-50У	50	20	1400	39,0	$5,00 \times 2,93 \times 5,5$	25,9

7.5. СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ

Система воздухоснабжения (рис. 7.27) промышленного предприятия предназначена для централизованного обеспечения промышленных потребителей сжатым воздухом требуемых параметров в соответствии с заданным расходом и графиком потребления. Она включает в себя компрессорные и воздухопроводные станции, трубопроводный и балонный транспорт для подачи сжатого воздуха к потребителям, воздухохранилища-ресиверы и распределительные устройства сжатого воздуха самого потребителя.

В зависимости от необходимых потребителям расхода воздуха и его давления станции оборудуются центробежными компрессорами с избыточным давлением сжатого воздуха 0,35—0,9 МПа и единичной производительностью 250—7000 м³/мин или поршневыми соответственно с давлением 3—20 МПа и единичной производительностью не более 100 м³/мин.

Коммуникации сжатого воздуха имеют радиальные и кольцевые участки. Последние применяются при компактном расположении потребителей, а также при повышенных требованиях к надежности обеспечения сжатым воздухом.

Сжатый воздух на промышленных предприятиях используется по двум основным направлениям: *технологическому* (для выплавки

стали и чугуна в металлургии, получения кислорода в воздухоразделительных установках и т. д.) и *силовому* (для привода различных машин и механизмов в машиностроении, горнодобывающей промышленности, кузнечном и других производствах).

На производство сжатого воздуха затрачивается около 5 % общего расхода электроэнергии на металлургических заводах и до 25—30 % на машиностроительных предприятиях и в горнодобывающей промышленности. При использовании электрического привода компрессоров удельный расход энергии на производство 1000 м³ сжатого воздуха составляет от 80 до 140 кВт·ч (в зависимости от давления сжатого воздуха, типа компрессорных машин, условий охлаждения и т. д.). При паровом приводе компрессоров удельный расход условного топлива на производство 1000 м³ сжатого воздуха составляет 17—20 кг.

Компрессорные станции (рис. 7.28) включают в свой состав устройства для забора воздуха, очистки его от пыли, компрессоры, приводные двигатели, теплообменники охлаждения, вспомогательное оборудование, предназначенное для дополнительной обработки воздуха (осушки, очистки, изменения давления, аккумуляции). На компрессорной станции могут размещаться только компрессоры с электроприводом (обычно для машинострои-

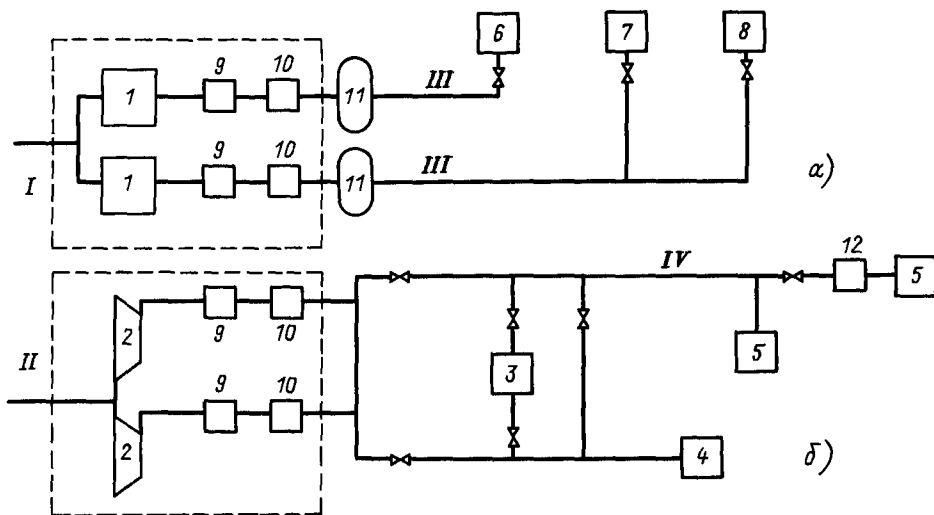


Рис. 7.27. Система снабжения потребителей сжатым воздухом:

а — компрессорная станция I с поршневыми компрессорами; *б* — компрессорная станция II с турбокомпрессорами; III, IV — коммуникации; 1 — поршневой компрессор; 2 — турбокомпрессор; 3, 4, 5 — потребители сжатого воздуха от турбокомпрессоров; 6, 7, 8 — потребители сжатого воздуха от поршневых компрессоров; 9 — устройства влаго- и маслоотделения; 10 — устройства осушки воздуха; 11 — ресиверы; 12 — дожимающие компрессоры у индивидуальных потребителей

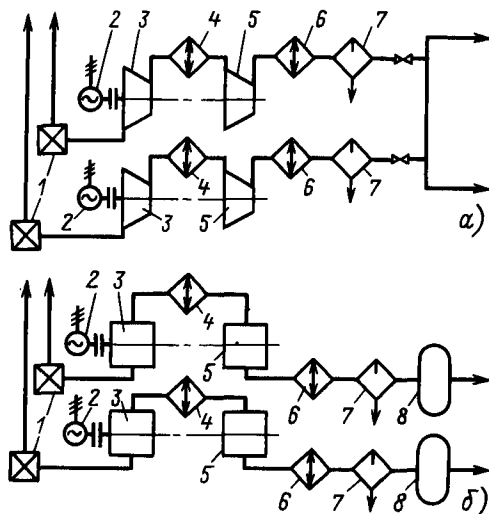


Рис. 7.28. Схема компрессорной станции:

а — с турбокомпрессорами; б — с поршневыми компрессорами; 1 — воздухозаборное устройство и фильтры очистки воздуха от пыли; 2 — привод; 3 — первая ступень (секция) компрессора; 4 — промежуточный холодильник; 5 — вторая ступень (секция) компрессора; 6 — конечный холодильник; 7 — влагомаслоотделитель; 8 — ресивер

тельных предприятий) или компрессоры только с паротурбинным приводом (обычно для агрегатов доменного дутья). Находят применение и комбинированные паровоздушные и электрические станции ТЭЦ-ПВС.

Технические характеристики наиболее распространенных отечественных поршневых компрессоров приведены в табл. 7.16. Сведе-

ния о марках, технических характеристиках и основных показателях компрессорных машин центробежного типа представлены в табл. 5.10 кн. 3 настоящей серии.

Производительность компрессорной станции определяется потребностью предприятия в сжатом воздухе с учетом его потерь при транспорте и потреблении. Для предприятий с небольшим числом потребителей (доменное, сталеплавильное производство и т. п.) вначале определяется годовой расход воздуха, м³/год, $V_v = g_v \Pi$, где g_v — средний удельный расход воздуха, м³ на единицу продукции; Π — годовой выпуск в соответствующих единицах.

Средний часовой объемный расход воздуха, м³/ч, $V_v^c = V_v / \tau_p$, где τ_p — время потребления сжатого воздуха, ч/год.

Максимальный часовой объемный расход воздуха, м³/ч,

$$V_v^{\max} = K_{\max} V_v^c, \quad (7.7)$$

где $K_{\max}$ — коэффициент максимального потребления. В зависимости от характера нагрузки, возможного одновременного включения в работу большого количества потребителей $K_{\max} = 1,2 \div 1,5$.

Для предприятий с большим числом разнообразных пневмопотребителей, например для машиностроительных отраслей, средний часовой объемный расход, м³/ч, $V_p^c =$

$$= \sum_{i=1}^m n_{\text{пн}}^i g_{\text{пн}}^i K_{\text{сп}}^i + \sum g_{\text{yt}}, \quad \text{где } m \text{ — число}$$

различных типов пневмопотребителей; $n_{\text{пн}}^i$ — число однотипных пневмопотребителей i -й

Таблица 7.16. Поршневые компрессоры систем воздухоснабжения

Типо-размер*	Давление нагнетания (изб. т.), МПа	Частота вращения привода, с ⁻¹ (об/мин)	Мощность привода, кВт	Приводной двигатель	Габариты, мм	Стоимость без двигателя, руб. [20]
K-5M1	0,8	735	40	A2-91-8, 220/380,40	2040×1035×1330	1030
302ВП10/8	0,8	735	75	AB2-101 843	1670×1330×1805	6390
103ВП20/8	0,8	500	114	ДСК-12-24-1244	2345×1620×2230	8600
305ВП30/8	0,8	500	172	БСДК-15-21-12	2925×1700×3020	16 076
2ВМ10-50/8	0,9	500	270	СДК2-17-24-12К44	3500×4600×2860	16 700
4ВМ10-100/8Т	0,8	500	540	СДК2-17-2612-К44	5000×4600×3030	35 000
505ВП-20/8	1,8	500	200	БСДК-15-21-12	2495×1880×2645	13 667
305ВП-20/35	3,5	500	192	БСДК-15-21-12	2665×1880×2645	15 178
6М16-140/220	20	375	1800	СДК2-19-39-16	14 280×11 350×5040	200 000

* Числитель дроби в обозначении типоразмера соответствует производительности в м³/мин.

группы; $g_{\text{нп}}^i$ — отнесенный к нормальным условиям номинальный расход воздуха одним потребителем i -й группы при непрерывной работе в единицу времени; $K_{\text{спр}}$ — коэффициент спроса, учитывающий загрузку пневмопотребителей, одновременность работы одиотипных потребителей, потери воздуха вследствие износа и потери воздуха из-за утечек у пневмопотребителя: $K_{\text{спр}}^i = 1 \div 0,7$ для $n_{\text{нп}} = 10 \div 50$, $K_{\text{спр}} = 0,7 \div 0,5$ для $n_{\text{нп}} = 50 \div 200$; $\sum g_{\text{гт}}$ — потери воздуха у неработающих потребителей в трубопроводах и соединительной арматуре, $\text{м}^3/\text{ч}$. Расход воздуха, $\text{м}^3/\text{год}$, в этом случае $V^r = V^{\text{спр}}_{\text{гт.г}}$, максимальный часовой объемный расход определяется по выражению (7.7).

По максимальному часовому объемному расходу воздуха определяется максимально длительная нагрузка на компрессорную станцию, $\text{м}^3/\text{ч}$, $V_{\text{в.л}}^{\text{м.л}} = \beta V_{\text{в}}^{\text{макс}}$, где $\beta = 0,85 \div 0,95$ — коэффициент, учитывающий несовпадение во времени максимальных нагрузок у различных групп пневмоприемников.

Для обеспечения максимальной надежности воздушоснабжения производительность всех работающих компрессоров принимается равной максимально длительной нагрузке и, кроме того, на компрессорной станции устанавливают дополнительно один резервный компрессор.

Производительность единичного турбокомпрессора, устанавливаемого на ПВС доменного цеха, выбирается из условия обеспечения им потребности одной доменной печи, а компрессора на станциях с поршневыми компрессорами — из условия, что оптимальное число размещаемых в машинном зале агрегатов $N_{\text{опт}} = 3 \div 4$ и, как правило, не должно превышать восьми, при этом $V_k' = V_{\text{в.л}}^{\text{м.л}}/N_{\text{опт}}$. По полученному значению V_k' по табл. 7.16 выбирают типоразмер компрессора с ближайшей к полученному значению производительностью и необходимым давлением и уточняют количество устанавливаемых компрессоров.

Охлаждение воздуха в компрессорных установках осуществляется в промежуточных и конечных холодильниках. Промежуточное охлаждение позволяет снизить затраты энергии на сжатие воздуха. Охлаждение воздуха в конечных холодильниках применяют в случае обеспечения технологических требований потребителя к температуре сжатого воздуха, а также для его безопасного транспорта по трубопроводу.

Промежуточные и конечные холодильники выполняются преимущественно кожухотрубчатыми и входят в состав компрессорной установки.

Т а б л и ц а 7.17. Адсорбенты, применяемые для осушки воздуха

Адсорбент	Температура точки росы, °С	Остаточное влагосодержание, г/кг	Температура применения, °С	Насыпная масса, кг/м³
Силикагель	—52	0,011	5—35	670—720
Алюмогель	—64	0,007	5—25	880—950
Цеолит	—70	0,004	5—20	685—715

Для большинства современных промышленных потребителей требуется осушка сжатого воздуха после компрессоров. Осушка необходима по технологическим требованиям, а также для надежного и безопасного транспорта воздуха по трубопроводам. Выбор метода осушки обосновывается технико-экономическим сравнением вариантов.

Для сорбционной осушки воздуха используют в качестве адсорбентов силикагели, алюмогели и цеолиты (табл. 7.17). Схема установки с использованием адсорбентов-осушителей аналогична представленной на рис. 5.33 кн. 4 настоящей серии, а технические данные отечественных установок осушки воздуха (УОВ) представлены в табл. 7.18. Для осушки больших количеств воздуха допускается параллельное включение нескольких УОВ на один компрессор.

Т а б л и ц а 7.18. Установки осушки воздуха [10]

Характеристика	Типоразмер установки			
	УОВ-10	УОВ-20	УОВ-30	УОВ-100
Масса адсорбента, кг	350	700	1050	2240
Расход воздуха для регенерации адсорбента, $\text{м}^3/\text{с}$	0,03	0,06	0,09	0,25
Потребляемая мощность, кВт	9—12	22—24	30—34	87—90
Масса установки, кг	1339	1800	2430	8740

Примечание. Цифра в типоразмере соответствует расходу воздуха, $\text{м}^3/\text{мин}$.

Для осушки больших количеств воздуха используют фреоновые холодильные установки в комбинации с регенеративным воздухо-воздушным теплообменником и системой отделения влаги. Отечественная промышленность выпускает такие установки в двух модифика-

ниях: ОВМ-15 и ОВМ-30 производительностью 15 000 и 30 000 м³/ч соответственно [10,25].

Для аккумуляции сжатого воздуха при его неравномерном потреблении и выравнивании давления в магистрали за поршневыми компрессорами устанавливают ресиверы. В системах с турбокомпрессорами роль ресиверов выполняют трубопроводы сжатого воздуха.

Необходимый объем ресивера $V_p = 1,6 \sqrt{V_k}$, где V_k — максимальная производительность компрессора, м³/мин.

Если существует значительное несоответствие между фактическим потреблением сжатого воздуха и производительностью компрессора, то ресивер играет роль аккумулятора и его объем, м³,

$$V_p = \frac{V_{\max}}{\Delta p} \frac{T_2}{T_1},$$

где $V_{\max}$ — количество сжатого воздуха, потребляемого из ресивера в соответствии с нагрузкой на компрессорную станцию; Δp — разность между максимальным и минимальным давлениями сжатого воздуха в ресивере,

находящаяся в пределах 0,03—0,05 МПа; T_1 — температура всасываемого воздуха; T_2 — температура сжатого воздуха.

7.6. СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОДУКТАМИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОЗДУХА

Система обеспечения предприятия продуктами разделения воздуха (СОПРВ) предназначена для надежного снабжения промышленных потребителей техническим (К) и технологическим (К_т) кислородом, азотом (А), аргоном (Ar) требуемых параметров в соответствии с заданным графиком потребления. Она включает в себя (рис. 7.29) воздухоразделительную станцию, сооружения для аккумуляции продуктов разделения воздуха, устройства для дополнительного изменения их параметров, коммуникации и распределительную систему у потребителя. В состав воздухоразделительной установки входят воздушозаборные устройства, аппараты очистки воздуха от пыли, влаги, СО₂, ацетилена и других примесей, компрессоры для сжатия воздуха и продуктов разделения, различные теплообменники

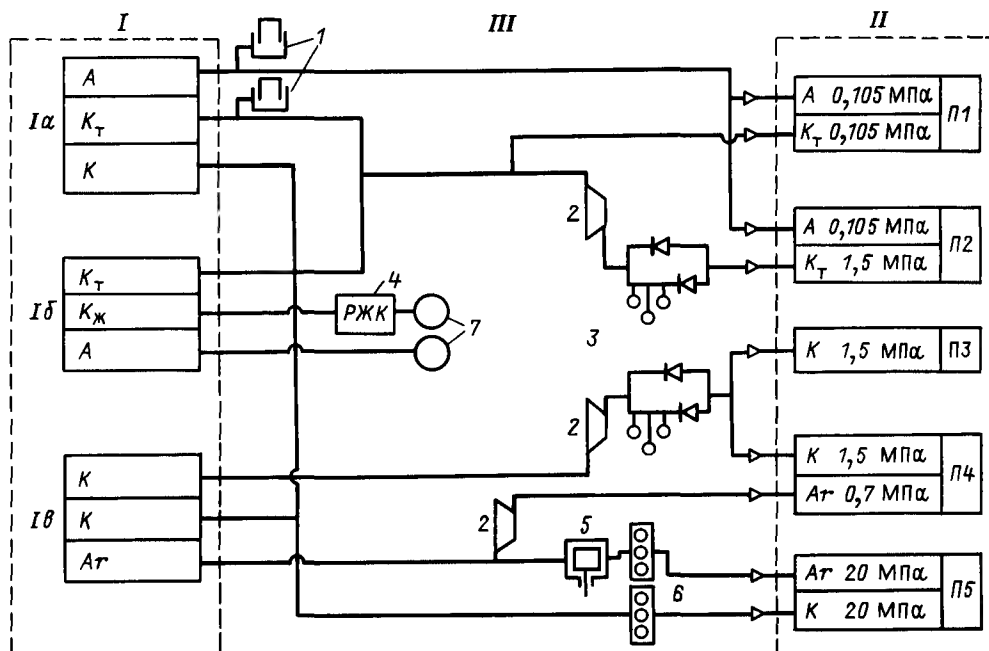


Рис. 7.29. Схема снабжения предприятия продуктами разделения воздуха:

I — станция разделения воздуха (Ia, Ib, IaB — установки разделения воздуха); II — технологический комплекс предприятия (с потребителями П1—П5); III — система коммуникаций; 1 — газгольдер; 2 — кислородный турбокомпрессор; 3 — блок реципиентов; 4 — резервуар жидкого кислорода (К_ж); 5 — поршневой компрессор; 6 — рампа для заполнения баллонов; 7 — сосуды для отпуска продуктов сторонним потребителям

аппараты. Данные по воздухоразделительным установкам и их элементам приведены в табл. 5.42—5.48 настоящего издания.

Удельный расход энергии на производство 1 м³ кислорода составляет в зависимости от производительности и технологической схемы установки 0,2—1,5 кВт·ч; доля общезаводского расхода электроэнергии, приходящейся на получение кислорода, азота, аргона, на ряде предприятий металлургической промышленности достигает 7 %.

Предприятия черной и цветной металлургии расходуют более 50 % вырабатываемых в стране кислорода, азота и аргона. Около 25 % продуктов разделения воздуха потребляет химическая промышленность, где наряду с кислородом широко используется азот. Годовая, м³/год, и средняя часовая, м³/ч, потребности в i -м компоненте продуктов разделения воздуха определяются соответственно из выражений $V_i^r = g_i P_i$ и $V_i^{rp} = V_i^r / \tau$, где g_i — норма объемного расхода i -го компонента продуктов разделения воздуха (табл. 7.19) на единицу промышленной продукции; P_i — годовой выпуск промышленной продукции, при производстве которой используется i -й компонент продуктов разделения воздуха (кислород, азот, аргон и т. п.), единиц продукции/год; τ — время, затраченное на выпуск промышленной продукции, ч/год.

В табл. 7.20 приведены оптовые цены на основные продукты разделения воздуха в зависимости от их качества, агрегатного состояния и давления [13].

Химические предприятия потребляют продукцию, как правило, почти равномерно в соотношении 1:0,9:0,8 по трем сменам. На металлургических предприятиях доменные цехи потребляют кислород и азот равномерно, без существенных колебаний; конвертерные, мартеновские и электросталеплавильные цехи — неравномерно, с колебаниями расхода по времени от 30 до 100 % номинальной производительности. На рис. 7.30 показан график неравномерного потребления кислорода по конвертерным цехам металлургического комбината. На основании этого графика и выбранной производительности воздухоразделительной установки по заданному продукту строят графики (рис. 7.31) производства (линия 1) и потребления (линия 2) продукта при давлении, незначительно превышающем атмосферное, и с их помощью определяют полезную емкость V_n кислородного газгольдера, которую с учетом потерь газа рекомендуется увеличить на 10 %.

Аккумуляирование кислорода и азота при давлениях, близких к атмосферному, и расходах более 1000 м³/ч осуществляется в газгольдерах (рис. 7.29), сборниках газообразного

Таблица 7.19. Средние нормы расхода продуктов разделения воздуха на единицу промышленной продукции [4]

Технологический продукт	Кислород			Азот		
	Удельный расход, м ³ /т	Концентрация, %	Абсолютное давление, МПа	Удельный расход, м ³ /т	Концентрация, %	Абсолютное давление, МПа
Чугун	120	95	0,105	10—15	99,9	0,105
Конвертерная сталь	50	99,5	1,5	—	—	—
Мартеновская сталь	35	95	1,5	8—10	99,9	0,105
Электросталь	15	99,5	1,5	—	—	—
Прокат	0,2—0,3	99,5	0,105	40—50	99,9	0,105
Аммиак	500—750	95	0,105	900—1000	99,9	0,105
Селитра аммиачная	160	95—98	0,105	215	99,9	0,105
Кислота азотная концентрированная	150	95—98	0,105	390	99,9	0,104
Кислота азотная слабая	115	95—98	0,105	290	99,9	0,104
Карбонид	440	95—98	0,105	580	99,9	0,104
Вода аммиачная	190	95—98	0,105	250	99,9	0,104
Азотные удобрения	286	95—98	0,105	378	99,9	0,104
Ацетилен	3600	99,5	0,105	—	—	—
Серная кислота	240	95	0,105	—	—	—
Метанол	600	95	0,105	280	99,99	0,104
Полиэтилен	—	—	—	430	99,9	0,104
Белково-витаминные корма	2000	95—98	0,105	—	—	—

продукта — мягких тканевых (максимальный объем до 1000 м³, давление около 500 Па) или металлических (максимальный объем до 10 000 м³, давление около 1,4—4 кПа).

Аккумуляцию кислорода с давлением 1,5—3,5 МПа и более осуществляют в реципиентах — толстостенных сосудах объемом 125 м³. Давление газа в реципиентах может быть 3,5—20 МПа в зависимости от соотношения годового потребления продукта к полной емкости реципиента. Оптимальное соотношение давлений $p_{\max}/p_{\min}$, где $p_{\max}$ — максимальное давление в сосуде; $p_{\min}$ — давление у потребителя, выбирается с учетом потерь давления в регулирующих устройствах после реципиента, исходя из минимальных суммарных затрат на хранение и сжатие газа.

Для сжатия кислорода до давлений не более $p \approx 3,5$ МПа используются турбокомпрессоры (табл. 7.21). Для повышения давления кислорода или аргона до 1,5—20 МПа для закачки в баллоны и транспорта в сжатом

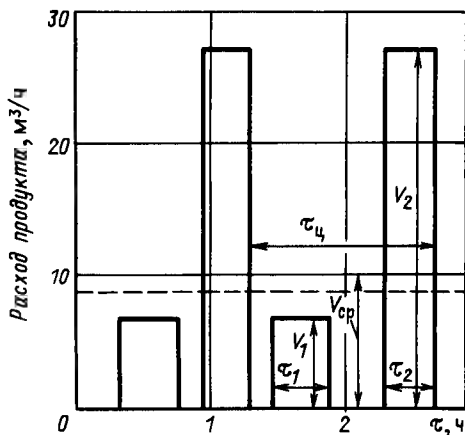


Рис. 7.30. Определение средней потребности в продукте разделения воздуха, м³/ч, при его неравномерном потреблении:

$$V_{\text{ср}} = (V_1 \tau_1 + V_2 \tau_2) / \tau_{\text{н}}$$

Таблица 7.20. Оптовые цены на продукты разделения воздуха [13]

Продукт	Качество продукта		Цена по прейскуранту за 1000 м ³ газообразной и 1000 кг жидкой продукции, руб.
	Концентра- ция, %	Абсолютное давление p , МПа	
Азот технический, поставляемый по трубопро- воду:			
сорт высший	99,994	0,11	7,0
сорт I	99,5	0,11	5,5
сорт II	99,0	0,11	4,0
сорт III	97,0	0,11	3,0
Азот особой чистоты	99,996	0,11	200
Азот технический в баллонах:			
сорт I	99,5	15—20	65
сорт II	99,0	15—20	40
сорт III	97,0	15—20	30
Аргон в баллонах:			
сорт высший	99,992	15—20	900
сорт I	99,987	15—20	800
Кислород технологический, поставляемый по трубопроводу	95	0,11	17
	99,5	0,11	20
Кислород технический в баллонах:			
сорт I	99,7	15—20	90
сорт II	99,5	15—20	80
сорт III	99,2	15—20	70
Азот технический жидкий:			
сорт I	99,5	0,1	45
сорт II	99,0	0,1	43
сорт III	97,0	0,1	42
Кислород жидкий технический:			
сорт I	99,7	0,1	40,0
сорт II	99,5	0,1	38,0
сорт III	99,2	0,1	35,0

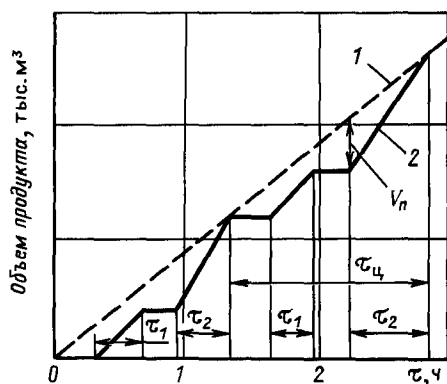


Рис. 7.31. Определение объема газгольдера V_n для потребителей с неравномерным потреблением продукта по графику на рис. 7.30

состоянии используются поршневые компрессоры (табл. 7.22) и наполнительная рампа.

Хранят и транспортируют небольшие количества продуктов разделения воздуха в жидком виде в криососудах (рис. 7.29), имеющих высоковакуумную, вакуумно-порошковую или многослойную экранно-вакуумную теплоизоляцию. Заполнение криососудов производят из резервуара жидкого кислорода. Технические характеристики сосудов для хранения продуктов разделения воздуха см. в табл. 5.28—5.30.

Станции выработки продуктов разделения воздуха комплектуют различными возду-

Таблица 7.21. Кислородные турбокомпрессоры

Характеристика	Типоразмер компрессора	
	КТК-7	КТК-12.5
Концентрация кислорода, %	80—99	80—99
Конечное давление, МПа	1,5	2,7
Степень повышения давления	16	28
Частота вращения ротора, с ⁻¹	227	223
Потребляемая мощность, кВт	1500	2700
Число ступеней сжатия	8	11
Число промежуточных холодильников	4	6
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/м ³	0,14—0,15	0,172—0,179
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	140	210—256

Примечание. Цифра в типоразмере соответствует производительности, тыс. м³/ч.

хоразделительными установками. В состав крупных промышленных станций, обслуживающих металлургические и химические комбинаты, входят установки разделения воздуха в основном низкого давления с расходом перерабатываемого воздуха более 200 тыс.м³/ч.

Промышленные станции разделения воздуха для небольших металлургических пред-

Таблица 7.22. Кислородные поршневые компрессоры

Характеристика	Типоразмер компрессора							
	вертикального							горизонтального
	КПК-6/15	2РК-4/5	2РК-1,5/220	КЗР-10/30	КЗР-5/165	КВ-0,7/220	ЗЭК-80/64	5Г-50/15
Конечное давление, МПа	1,5	0,5	22	3	16,5—18	22	0,4	1,5
Температура всасывания, °С	40	35	40	25	32 ÷ 33	—	—	35
Температура охлаждающей воды, °С	40	25	28	20	25	28	—	25
Мощность на валу, кВт	42	20	23,5	96,8	75	14,2	45,0	425
Мощность электродвигателя, кВт	55	25	40	115	115	25	560	625

Примечание. Числитель дроби в типоразмере компрессора соответствует производительности, м³/мин.

приятий и машиностроительных заводов комплектуют установками среднего и высокого давления с расходом перерабатываемого воздуха 25–82 тыс.м³/ч. Число установок в цехе — от трех до пяти. Мелкие предприятия оборудуют небольшими станциями (см. табл. 5.47).

7.7. СИСТЕМЫ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

7.7.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ

Кондиционирование воздуха поддерживает состояние воздушной среды в помещениях (температуру, влажность, содержание пыли и вредных газов, скорость движения) в соответствии с потребностями находящихся в них людей или технологией производства. В системах кондиционирования эта задача решается по принципу общеобменной вентиляции с регулированием количества и параметров приточного воздуха. Необходимый газовый состав и чистота воздуха в помещениях обеспечиваются соответствующими воздухообменом и очисткой вентиляционного воздуха, а необходимыми температурно-влажностные параметры — воздухообменом и регулируемой термовлажностной обработкой приточного воздуха. При необходимости системы кондиционирования могут осуществлять очистку воздуха от запахов, придание ему специальных запахов, ионизацию и т. д.

Нормы метеорологических условий (температура t_n и относительная влажность φ) в производственных помещениях приведены в табл. 7.23, а также в табл. 11.2 кн. 1 настоящей серии (см. также [17, 18]). Расчетные параметры наружного воздуха для систем кондиционирования приведены в [22].

По назначению системы кондиционирования подразделяются на *комфортные, технологические и комфортно-технологические*; по месту обработки воздуха — на *центральные и местные*. В центральных системах воздух обрабатывается в кондиционерах, размещаемых в отдельных помещениях, и по системе воздуховодов подается в обслуживаемые данной системой помещения; в местных кондиционер располагается в обслуживаемом им помещении.

В больших общественных и промышленных зданиях применяют и комбинированные (многозональные) системы, в которых первичная обработка воздуха осуществляется в центральных кондиционерах, а дальнейшее при-

Т а б л и ц а 7.23. Параметры воздуха в помещении, необходимые для различных технологических процессов

Технологический процесс, проводимый в помещении	t_n , °C	φ , %
Точная обработка и сборка деталей	20	45–50
Сборка герметичного холодильного оборудования	20	30–45
Намотка трансформаторов и катушек	22	15
Изготовление электроизмерительных приборов	21–24	50–55
Обработка пластинок из селена и оксида меди	23	30–40
Плавка стекла	24	45
Шлифовка линз	24	80
Изготовление спичек	21–25	50
Хранение спичек	15–17	50
Изготовление волокна и ткани из вискозы	25	60
То же из нейлона	25	50–60
Производство абразивов и наждачной бумаги	25	50
Плоское печатание (отдельными листами)	24–26	45–50
Ротационное печатание (из рулона)	24–26	50–55
Переплет, резка, сушка, склеивание	20–26	45–50

ведение параметров воздуха в соответствие с требованиями для каждого помещения — в местных доводчиках. Схемы центральных систем кондиционирования, описание их работы и процессов автоматического регулирования приводятся в [18].

По принципу централизации систем тепло- и холодоснабжения системы кондиционирования воздуха подразделяются на *автономные* (каждый кондиционер имеет свою систему) и *неавтономные* (теплота и холодготавливаются централизованно).

В зависимости от использования наружного и рециркуляционного воздуха из помещений системы кондиционирования бывают *прямочные*, с частичной или полной рециркуляцией воздуха.

7.7.2. ТЕРМОВЛАЖНОСТНЫЙ БАЛАНС ПОМЕЩЕНИЙ

Балансы теплоты и влаги в помещениях для расчета систем кондиционирования воздуха составляются для теплового, холодного и переходного периодов года.

Воздух, подаваемый в помещение, должен отводить избыточные теплоту Q и влагу

W. Качество воздуха характеризует тепло-влажностное отношение или угловой коэффициент процесса изменения его состояния $\varepsilon = Q/W = \Delta h$ (0,001 Δd), где Δh и Δd — изменения энтальпии и влагосодержания воздуха в процессе восприятия им теплоты и влаги. При выделении в помещении теплоты, влаги, испаряющейся со смоченной поверхности, и водяного пара выражение для ε , кДж/кг, имеет следующий вид:

$$\varepsilon = \frac{(\Sigma Q_{т.в} - \Sigma Q_{т.п}) \cdot 10^{-3} + W c_{ж} t_{вл} + \Sigma D h_{п}}{W + D}, \quad (7.8)$$

где $\Sigma Q_{т.в}$ — теплота, выделяемая в помещении технологическим оборудованием, людьми и другими источниками, Вт; $\Sigma Q_{т.п}$ — потери теплоты наружными ограждениями помещения, Вт; W — количество влаги, испарившейся со смоченной поверхности, кг/с; $c_{ж}$ — удельная теплоемкость жидкости, кДж/(кг·К); $t_{вл}$ — температура испаряющейся влаги, °С; D — количество пара, выделяющегося в помещение через неплотности трубопроводов от технологического оборудования и по другим причинам, кг/с; $h_{п}$ — энтальпия выделяющегося пара, кДж/кг.

Теплопотери через ограждающие конструкции зданий обычно учитываются, когда $(t_b - t_n) > 5$ °С. Величина теплопотерь

$$Q = (t_b - t_n) \Sigma n F / R_0, \quad (7.9)$$

где t_b и t_n — расчетные температуры внутреннего и наружного воздуха, °С; n — поправочный коэффициент; F — площадь ограждения, м²; $R_0 = R_n + \Sigma R_c + R_{в.п.} + R_n$ — полное термическое сопротивление теплопередачи через многослойные ограждающие конструкции,

м²·К/Вт, здесь R_n и R_n — термические сопротивления теплоотдачи к внутренней и от наружной поверхности, м²·К/Вт; $R_{в.п.}$ — термическое сопротивление замкнутой воздушной прослойки, м²·К/Вт (табл. 7.24); ΣR_c — сумма термических сопротивлений отдельных слоев ограждения, м²·К/Вт.

Термические сопротивления теплоотдачи к внутренней поверхности ограждений R_n , м²·К/Вт, составляют:

Стены, полы, потолки гладкие и с выступающими ребрами при отношении высоты ребер h к расстоянию a между гранями соседних ребер $h/a \leq 0,3$ 0,115
Потолки с выступающими ребрами при отношении $h/a > 0,3$ 0,132

Значения коэффициента n и термического сопротивления теплоотдачи от наружной поверхности ограждения R_n приведены ниже:

	n	R_n
Наружные стены, покрытия, перекрытия над проездами и над холодными, без ограждающих стенок, подпольями в северной строительно-климатической зоне	0,043	1,0
Перекрытия над холодными подвалами, сообщающимися с наружным воздухом и холодными этажами в северной строительно-климатической зоне	0,057	0,9
Перекрытия чердачные	0,086	0,9—1,0
Перекрытия над неотапливаемыми подвалами со световыми проемами в стенах	0,086	0,75
Перекрытия над неотапливаемыми подвалами без световых проемов в стенах, расположенных выше уровня земли	0,172	0,6
Перекрытия над неотапливаемыми техническими подпольями, расположенными ниже уровня земли	0,172	0,4

Т а б л и ц а 7.24. Термические сопротивления замкнутых воздушных прослоек $R_{в.п.}$, м²·К/Вт

Толщина воздушной прослойки, м	Для вертикальных прослоек и горизонтальных при потоке теплоты снизу вверх		Для горизонтальных прослоек при потоке теплоты сверху вниз	
	При температуре воздуха в прослойке			
	положительной	отрицательной	положительной	отрицательной
0,01	0,13	0,15	0,14	0,16
0,02	0,14	0,16	0,16	0,19
0,03	0,14	0,17	0,17	0,21
0,05	0,14	0,17	0,17	0,22
0,1	0,15	0,18	0,18	0,23
0,15	0,16	0,18	0,19	0,24

Площадь ограждения F определяется размерами в плане (рис. 7.32) наружных стен $l_{н.с.}$, пола $l_{пола}$, потолка $l_{пот.}$, окон $l_{ок.}$, дверей $l_{дв}$ и высоты помещения A .

Определение термических сопротивлений неоднородных по структуре ограждений и теплотехнические характеристики конструкций наружных строительных ограждений приведены в [19].

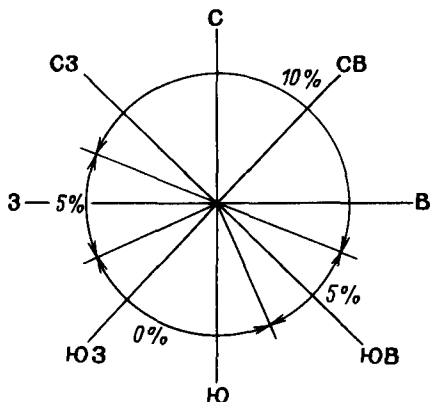


Рис. 7.34. Поправки на географическую ориентацию ограждений

ния более чем на $1/5$ расстояния между ними. Для местностей со скоростями ветра больше 5 или 10 м/с надбавки увеличиваются соответственно в 2 и 3 раза. При наличии в помещении двух и более стен из-за увеличенного холодного облучения и обдуваемости принимается надбавка к теплопотерям наружных стен и окон 5 %;

3) поступление в помещение холодного воздуха при открывании наружных дверей. Затрата теплоты на нагревание холодного воздуха, проникающего в помещение при открывании наружных дверей, учитывается надбавкой к основным теплопотерям наружных дверей.

В промышленных помещениях надбавка на приток воздуха через двери или ворота (без тамбура или шлюза), если они открыты менее 15 мин в час, равна 300 %. Для общественных зданий переохлаждение за счет частого открывания проемов компенсируется надбавкой 400—500 % теплопотерь проема. Для лестничных клеток надбавки растут с числом этажей m в здании и составляют, %: при одинарных дверях без тамбура — $165m$; то же при двойных дверях — $100m$; при двойных дверях с тамбуром — $80m$;

4) изменение температуры воздуха по высоте помещения. Для общественных помещений высотой более 4 м надбавка принимается равной 2 % на каждый метр по высоте стены после 4 м, но не более 15 %. К теплопотерям производственных помещений надбавка не делается, а выявляется фактическое изменение t_b по высоте помещений и с его учетом определяются основные потери теплоты. В производственных помещениях за расчетную внутреннюю температуру t_b принимают: для ограждений на высоте 2 м от пола и через полы —

температуру воздуха в рабочей зоне $t_{p.z}$; для покрытий — температуру воздуха под покрытием $t_{b.z}$; для стен — среднюю температуру $t_{cp} = 0,5 (t_{p.z} + t_{b.z})$.

Температура верхней зоны при подогреве помещений сосредоточенным потоком воздуха от установленных в помещении отопительно-вентиляционных агрегатов $t_{b.z} = t_{p.z} + 3^\circ\text{C}$. В других случаях $t_{b.z}$ можно определить из выражения $t_{b.z} = t_{p.z} + \Delta (A - 2)$, где $t_{p.z}$ — температура в рабочей зоне; Δ — температурный градиент, принимаемый для промышленных зданий в пределах от 0,5 до 1,2 К/м; A — полная высота помещений, м. В помещениях высотой до 4 м повышение температуры по высоте можно не учитывать. В нерабочее время, как правило, во всех отапливаемых цехах поддерживается температура $+5^\circ\text{C}$;

5) инфильтрацию наружного воздуха для окон и дверей, расположенных только с наветренной стороны; для фонарей, не защищенных от задувания, — только с одной стороны фонаря.

Расчетную зимнюю скорость ветра принимают по данным [20]. Количество воздуха, поступающего в помещения жилых и общественных зданий путем инфильтрации, определяется по данным [18].

Расход теплоты Q_n , кДж/ч, необходимой на нагревание инфильтрующегося воздуха, $Q_n = G_n c (t_{yx} - t_n)$, где G_n — расход инфильтрующегося воздуха, кг/ч; c — теплоемкость воздуха, кДж/(кг·К); t_{yx} , t_n — температура воздуха, уходящего из помещения и наружно, $^\circ\text{C}$.

Для промышленных зданий расход теплоты на инфильтрацию составляет примерно 30 % основных теплопотерь;

6) расход теплоты Q_m , Вт, на нагревание материалов и транспортирующих их устройств, поступающих в помещение:

$$Q_m = \sum G_m c_m (t_b - t_n) B \cdot 10^3,$$

где G_m — масса поступивших извне однородных материалов и транспортных средств, кг/с; c_m — удельная теплоемкость материалов, кДж/(кг·К); t_b — расчетная температура воздуха в помещении, $^\circ\text{C}$; t_n — температура материалов, которая принимается: для металлов и металлических изделий $t_m = t_{n.p.}$, для других несущих материалов $t_m = (t_{n.p.} + 10)^\circ\text{C}$, для сыпучих материалов $t_m = (t_{n.p.} + 20)^\circ\text{C}$. Здесь $t_{n.p.}$ — расчетная температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$ [20]; B — коэффициент, учитывающий интенсивность поглощения теплоты материалов. Значение B принимают в зависимости от нахождения материала в по-

мещении:

	Время нахождения		
	1 ч	2 ч	3 ч
Сыпучие материалы	0,4	0,25	0,15
Несыпучие материалы и транспортные устройства	0,5	0,3	0,2

Выделение теплоты людьми, находящимися в помещении, в расчете на одного человека см. в табл. 7.26.

В теплый и переходный периоды при составлении теплового баланса помещения учитывается поступление теплоты солнечной радиации $Q_{\text{рад}}$, Вт, определяемой по формулам: для остекленных поверхностей $Q_{\text{рад}}^{\text{ост}} = F_{\text{ост}} q_{\text{ост}} A_{\text{ост}}$, для покрытий $Q_{\text{рад}}^{\text{пок}} = F_{\text{п}} q_{\text{п}} R_{\text{б}}$, где $F_{\text{ост}}$ и $F_{\text{п}}$ — площади поверхностей остекления и покрытия, м^2 ; $q_{\text{ост}}$ — радиация через 1 м^2 поверхности остекления, зависящая от ее ориентации, Вт/ м^2 (табл. 7.25); $q_{\text{п}}$ — радиация через 1 м^2 поверхности покрытия, Вт/ м^2 ; для покрытия с чердаком $q_{\text{п}} = 5,8 \text{ Вт}/\text{м}^2$; для плоских, бесчердачных покрытий $q_{\text{п}}$, Вт/ м^2 , принимается:

Градусы графической широты . . .	35	45	55	65
$q_{\text{п}}$	23,0	21,0	17,5	13,0

$R_{\text{б}}$ — безразмерный коэффициент, численно равный термическому сопротивлению теплопередачи через покрытие; $A_{\text{ост}}$ — коэффициент, зависящий от характеристики остекления и принимаемый:

при двойном остеклении в одной раме	1,15
при одинарном остеклении	1,45
при обычном загрязнении стекла . . .	0,80
при сильном загрязнении стекла . . .	0,70

при забелке окон	0,60
при остеклении матовым стеклом . . .	0,70
при внешнем зашторивании окон . . .	0,25

Влажностный режим помещения. Количество влаги, кг/с, испаряющейся с открытых и смоченных поверхностей,

$$W_{\text{исп}} = 0,211 (a + 0,0174w) F \frac{p_2 - p_1}{p_6},$$

где a — коэффициент гравитационной подвижности воздуха; w — скорость движения воздуха над испаряющейся поверхностью, м/с; p_1 — упругость водяных паров в воздухе помещения, Па; p_2 — упругость водяных паров, насыщающих воздух при температуре поверхности жидкости, Па; F — площадь поверхности испарения, м^2 ; p_6 — барометрическое давление в помещении, Па.

Коэффициент a при температуре воздуха 15—30 °С принимается в зависимости от температуры поверхности воды $t_{\text{п в}}$, °С:

$t_{\text{п в}}$	До 30	40	50	60
a	0,022	0,028	0,033	0,037

Продолжение

$t_{\text{п в}}$	70	80	90	100
a	0,041	0,046	0,051	0,060

Если горячая вода находится в спокойном состоянии, то в зависимости от ее температуры $t_{\text{в}}$ температура поверхности испарения $t_{\text{п в}}$ принимается (для $t_{\text{возд}} = 20 \text{ °С}$ и $\varphi = 70 \%$):

$t_{\text{в}}$, °С	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$t_{\text{п в}}$, °С	18	28	37	45	51	58	69	82	97

Влаговыведение от людей, находящихся в помещении, приведено в табл. 7.26.

Т а б л и ц а 7.25. Значения солнечной радиации $q_{\text{ост}}$, Вт/ м^2 , через остекление поверхности

Характер переплетов остекления	Ориентация поверхности															
	Юго-восток и юго-запад												Северо-восток и северо-запад			
	Географическая широта в градусах															
	35	45	55	65	35	45	55	65	35	45	55	65	35	45	55	65
	Окна с двойным остеклением (две рамы)															
Деревянные	128	145	145	169	99	128	145	169	145	145	170	170	76	76	76	70
Металлические	163	186	186	210	128	163	186	210	186	186	210	210	93	93	93	93
	Прямоугольный фонарь с двойным вертикальным остеклением															
Металлические	151	186	186	198	128	163	198	198	186	186	210	210	99	99	99	93
Деревянные	140	169	169	175	116	145	175	175	169	169	186	186	87	87	87	81

Таблица 7.26. Выделение теплоты, влаги и диоксида углерода взрослым человеком

Вид выделения	Температура воздуха в помещении, °С					
	10	15	20	25	30	35
<i>В состоянии покоя</i>						
Теплота явная, Вт	140	116	87,2	88	40,7	11,6
Теплота скрытая, Вт	23	29	28,8	35	52,3	81,4
Теплота полная, Вт	163	145	116	123	93	93
Влага, 10 ⁶ кг/с	8,3	8,3	11,1	13,9	20,8	32
Диоксид углерода, 10 ⁶ кг/с	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
<i>При легкой работе</i>						
Теплота явная, Вт	151	122	98,8	63,5	40,8	5,8
Теплота скрытая, Вт	20	35	52,2	81,5	104,5	139,5
Теплота полная, Вт	171	157	151	145	145,3	145,3
Влага, 10 ⁶ кг/с	11,1	15,3	20,8	32	41,7	55,6
Диоксид углерода, 10 ⁶ кг/с	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
<i>При работе средней тяжести</i>						
Теплота явная, Вт	154	134,4	110,5	70	40,8	5,8
Теплота скрытая, Вт	52,5	75,6	99	128	157,2	192,2
Теплота полная, Вт	195,5	210	204	198	198	198
Влага, 10 ⁶ кг/с	19,5	30,6	39	51,5	64,0	78,0
Диоксид углерода, 10 ⁶ кг/с	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
<i>При тяжелой работе</i>						
Теплота явная, Вт	198	163	128	93	52,5	11,6
Теплота скрытая, Вт	93	128	163	198	238,5	279,4
Теплота полная, Вт	291	291	291	291	291	291
Влага, 10 ⁶ кг/с	37,5	51,5	66,8	82	98,8	115,4
Диоксид углерода, 10 ⁶ кг/с	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5

Количество влаги $W_{\text{инф}}$, кг/с, вносимой с инфилирующим воздухом, определяется его количеством и разностью влагосодержаний наружного и внутреннего воздуха d_n и d_v , г/кг (учитывается, если $d_n > d_v$). Поступление пара, прорывающегося через неплотности оборудования, принимается ориентировочно равным 2 % его расхода. Влаговыделение при сушке материалов и при некоторых химических реакциях определяется специальными расчетами или опытным путем.

Поглощение влаги $W_{\text{полг}}$, кг/с, наблюдается в помещениях, где хранятся сорбенты — активированный уголь, силикагель и др. Баланс влажности в помещении

$$W_{\text{изб}} = \Sigma W_{\text{выд}} - \Sigma W_{\text{полг}},$$

где $W_{\text{выд}}$ и $W_{\text{полг}}$ — количества влаги, выделяющейся и поглощаемой в помещении, кг/с.

Вредные производственные выделения. Основные требования к состоянию воздушной среды в производственных помещениях приведены в [16], а также в табл. 7.23. Содержание диоксида углерода в наружном воздухе и воздухе помещений не должно превышать, г/кг:

При продолжительном пребывании людей	1,5
При периодическом пребывании людей	1,75
Для кратковременного пребывания людей	3,0
Для пребывания больных и детей	1,0
Сельская местность	0,5
Малые города	0,6
Большие города	0,75

Запыленный воздух, удаляемый местными отсосами, перед выбросом его в атмосферу должен очищаться в пылеуловителях для снижения концентрации в нем пыли до значения, мг/м³, не превышающего: $C = 100 K$, если объем удаляемого воздуха $V > 15$ тыс. м³/ч, и $C = (160 - 4V) k$, если $V \geq 15$ тыс. м³/ч, где k — коэффициент, зависящий от предельно допустимой концентрации пыли в воздухе рабочей зоны помещения $C_{\text{пред}}$ и равный:

$C_{\text{пред}}$, мг/м ³ и менее	2—4	4—6	6 и более
k	0,3	0,6	1,0

Рециркуляционный воздух пыльных цехов и приточный воздух, если его запыленность

Таблица 7.27. Минимальное количество наружного воздуха, подаваемого в производственные помещения системами вентиляции и кондиционирования воздуха

Объем помещения, приходящегося на 1 чел., м ³	Количество наружного воздуха на 1 чел., м ³ /ч; кратность воздуха		Примечание
	при возможности естественного проветривания помещения	при невозможности естественного проветривания помещения	
Менее 20 20 и более Любой	30 20 —	— — 60, но не менее однократного обмена в помещении в час 60, но не менее 20 % воздухообмена; 75, но не менее 17,5 % воздухообмена; 90, но не менее 15 % воздухообмена; 105, но не менее 12,5 % воздухообмена; 120, но не менее 10 % воздухообмена	— — В системах, подающих только наружный воздух, и в системах, работающих с рециркуляцией, если последние обеспечивают воздухообмен кратностью 10 и более в час В системах, работающих с рециркуляцией, но при кратности менее 10 в час

выше допустимой, необходимо очищать в воздушных фильтрах. Расход вентиляционного воздуха, м³/с, определяют по количеству вредных газовывделений в помещении $V_r = G_r / (k_d - k_0)$, где G_r — газовыделение в помещении, кг/с; k_0 — концентрация газа в приточном воздухе, мг/м³; k_d — предельно допустимая концентрация газа в удаляемом воздухе, мг/м³.

В производственных помещениях без токсичных выделений применяется вентиляция в соответствии с указаниями табл. 7.27.

7.7.3. Центральные и местные кондиционеры

Центральные кондиционеры собирают из типовых секций, подразделяемых на *рабочие* (секции фильтров, камеры орошения, подогрева, приемные, проходные воздушные клапаны, сдвоенные клапаны и вентиляторные установки) и *вспомогательные* (смесительные, поворотные, промежуточные и переходные секции к вентилятору). Для очистки воздуха от пыли применяют воздушные сухие рулонные, а также самоочищающиеся масляные фильтры. Технические данные фильтров приведены в [22].

Секции подогрева применяют для подогрева воздуха горячей водой с температурой до 150 °С или паром с избыточным давлением до 0,6 МПа. Секции komponуют из *базовых*

теплообменников, которые изготовляют одно-, двух- и трехрядными (по числу рядов нагревательных элементов), высотой 1 и 1,5 м. Нагревательные элементы выполняют из оцинкованных труб с оребрением из спирально-навивной стальной ленты. Технические данные базовых теплообменников и секций подогрева харьковского завода «Кондиционер» приведены в табл. 7.28 и 7.29.

Камеры орошения представляют собой устройства, в которых происходит термовлажностная обработка воздуха разбрызгиваемой водой до заданных температуры и влажности. Отечественными заводами выпускаются двухрядные камеры орошения на номинальную производительность 10, 20, 40, 60, 80, 120, 160, 200 и 250 тыс. м³/ч. Технические данные камер орошения кондиционеров харьковского завода «Кондиционер» приведены в табл. 7.30.

Для распыления воды в камере применяют латунные или пластмассовые центробежные тангенциальные форсунки типа У-1 с подводящим каналом диаметром 7 мм и выпускными отверстиями диаметрами 3; 3,5; 4,5; 5; 5,5 и 6 мм. На 1 м² поперечного сечения камеры устанавливают по 18 или 24 форсунки в каждом ряду. Факелы распыления воды первого ряда форсунок направлены по движению воздуха, второго — против движения.

Таблица 7.28. Технические характеристики базовых теплообменников для кондиционеров типа КТ

Теплообменник	Число рядов	Площадь теплопередающей поверхности, м ²	Число ходов	Число трубок в ходе	Живое сечение для хода воды, 10 ⁴ ·м ²	Общее число трубок	Гидравлическое сопротивление, кПа, при скорости, м/с		
							0,2	0,7	1,5
1,0	1	27,8	4	6 и 5	15,2	23	0,100	0,900	4,00
1,0	2	54,4	4	12 и 10	30,5—25,4	46	0,140	1,900	9,000
1,0	3	81,4	4	18 и 15	45,7—38,1	69	0,165	2,500	12,000
1,5	1	41,6	6	6 и 5	15,2—12,7	35	0,110	1,100	5,000
1,5	2	82,8	6	12 и 10	30,5—24,5	70	0,150	2,000	9,600
1,5	3	123,8	6	18 и 15	45,7—38,1	105	0,170	2600	13,000

Таблица 7.29. Воздухоподогреватели для кондиционеров типа КТ

Номинальная производительность по воздуху, тыс. м ³ /ч	Количество базовых теплообменников высотой, м		Площадь поверхности теплоотдачи, м ²			Живое сечение для прохода воздуха, м ²
	1	1,5	одно-рядных	двух-рядных	трех-рядных	

Секции без обводного канала

30	2	—	55,6	108,9	162,8	1,44
40	1	1	69,6	137,3	205,2	1,83
60	4	—	112,9	219,6	327,4	2,88
80	2	2	141,4	276,7	412,6	3,66
120	2	4	226,4	441,6	686,7	5,76
160	4	4	282,9	555,8	827,8	7,24
200	3	6	341,3	667,2	995,0	8,7
250	6	6	426,4	832,3	1240,1	10,87

Секции с обводным каналом

30	—	1	41,8	82,8	123,8	1,09
40	2	—	55,6	108,9	162,8	1,44
60	—	2	84,9	166,9	249,0	2,18
80	4	—	112,9	219,6	327,3	2,82
120	—	4	169,9	333,9	497,9	4,36
160	2	4	226,6	441,7	661,6	5,76
200	—	6	256,2	502,1	748,2	6,54
250	3	6	341,3	666,2	994,1	8,64

Производительность латунной форсунки $g_{\text{ф}}$, кг/с, в зависимости от давления воды перед ней и диаметра выпускного отверстия $g_{\text{ф}} = 11,8 \cdot 10^{-3} p_{\text{ср}}^{0,48} d_0^{1,38}$, где $p_{\text{ср}}$ — избыточное давление воды перед форсункой, кПа; d_0 — диаметр выпускного отверстия, мм. Избыточное давление воды перед форсунками следует принимать в пределах 120—150 кПа.

Количество форсунок, устанавливаемых в камере орошения, $n = kW/g_{\text{ф}}$, где W — расход воды, распыляемой в камере, кг/с (определяется из расчета камеры орошения); $k =$

$= 1,1 \div 1,2$ — коэффициент запаса, учитывающий засорение форсунок. Подробные данные о камерах орошения и их расчете приведены в [22].

Поверхностные воздухоохладители центральных кондиционеров предназначены для работы на хладоносителе — воде; номинальная производительность их по воздуху 10, 20, 40, 60 и 80 тыс. м³/ч. Воздухоохладители изготавливают из стальных труб с навитыми стальными ребрами. Секции охладителей выполняют с коридорным расположением труб,

Т а б л и ц а 7.30. Камеры орошения кондиционеров КД и КТ

Типо- размер	Количество форсунок при плотности				Сопротив- ление ка- меры, Па	Масса, кг	Площадь попереч- ного се- чения, м ²	Номинальная массовая скорость воз- духа в попе- речном се- чении, кг/(м ² .с)
	18 шт/(м ² .ряд)		24 шт/(м ² .ряд)					
	в одном стояке	всего	в одном стояке	всего				
КД-10	6	36	8	48	123	599	1,0	5,34
КД-10	6	54	8	72	169	774	1,0	3,34
КД-20	6	72	8	96	124	865	2,0	3,4
КД-20	6	108	8	144	170	1085	2,0	3,34
КТ-30	9	108	12	144	110	1534	3,34	3,0
КТ-40	12	144	16	192	123	1733	4,17	3,2
КТ-60	9	234	12	312	110	2713	6,81	2,94
КТ-80	12	312	16	416	123	3013	8,52	3,14
КТ-120	9	468	12	624	110	4042	13,65	2,49
КТ-160	12	624	16	832	123	5213	17,05	3,14
КТ-200	9	720	12	960	110	5823	20,8	3,2
КТ-250	12	960	16	1280	123	6826	25,8	3,24

Т а б л и ц а 7.31. Характеристики местных автономных кондиционеров

Показатель	Типоразмер кондиционера						
	КС-5	КС-6	1КС-12А	КС-18	КС-25	КС-35	КС-50
Производительность:							
по воздуху, м ³ /ч	1070	1800	2400	2800	5000	7000	10 000
по холоду, Вт	6000	7000	14 000	21 000	29 000	41 000	60 000
по теплоте, Вт	1690	2910	5000	7000	9900	10 950	17 450
Установленная мощность, кВт:							
вентилятора	4,3	0,6	0,6	1	1,7	2,8	2,8
электрокалорифера	4,3	2,88	5	7	10	11	17
компрессора	4,3	2,8	4,5	7	10	14	20
Частота вращения венти- лятора, с ⁻¹	24	24	18,3	18,3	18,3	20	15
Давление вентилятора, Па	50	50	50	100	100	150	150
Расход воды, кг/ч	900	1000	2060	3500	4000	7000	9300
Максимальная темпера- тура охлаждающей во- ды, °С	25	25	25	25	25	25	25
Масса фреона, кг	—	8	15	20	20	30	30
Масса фреонового масла, кг	—	3	3	8	8	11	10
Габариты кондиционера, мм:							
длина	774	400	1200	700	954	1054	1810
ширина	595	950	660	1360	1270	1580	1120
высота	925	1240	1960	1820	1885	1910	2004
Масса кондиционера, кг	280	225	700	800	1000	1500	2000

Примечание. Холодильный агент — фреон-12. Напряжение в силовой сети 380 В.

Таблица 7.32. Технические характеристики неавтономных кондиционеров

Показатель	Типоразмер кондиционера				
	КНУ-2,5	КНУ-5	КНУ-7,5	КНУ-12	КНУ-18
Производительность по воздуху, м ³ /ч	2500	5000	7500	12 000	18 000
Холодильная мощность, кВт	16,0	33,8	50,0	70,0	116,3
Тепловая мощность воздухонагревателей, кВт:					
первого подогрева	50	100	50	290	440
второго подогрева	9,3	18,6	28,0	54,6	81,5
Давление воздуха за кондиционером, Па	260	300	300	300	300
Давление воды перед форсунками, МПа	0,12	0,12	0,12	—	—
Максимальный расход холодной воды, кг/ч	4500	9000	13 500	17 000	26 000
Мощность электродвигателей, кВт	3,9	7,2	7,2	14,5	14,5
Масса кондиционера (сухая), кг	750	1020	1270	1900	3400

Примечание. Холодопроизводительность дана при параметрах воздуха $t_a = 30^\circ\text{C}$, $\phi = 40\%$ и температуре холодной воды 8°C , тепловая мощность воздухонагревателя первого подогрева — при $t_a = -30^\circ\text{C}$ и температурах греющей воды $150/70^\circ\text{C}$, а второго подогрева — при $t_a = 8,5^\circ\text{C}$ и температурах греющей воды $70/50^\circ\text{C}$.

трех- и четырехрядными с противоточно-перекрестным и перекрестным движением воздуха и хладоносителя.

Промышленностью выпускаются *неорошаемые* и *орошаемые* поверхностные воздухоохладители. Орошаемые охладители состоят из однорядной форсуночной камеры, работающей на рециркуляционной воде, и поверхностных теплообменников. Избыточное давление воды в теплообменниках должно быть не более 600, а перед форсунками — около 120—150 кПа; скорость хладоносителя в трубках воздухоохладителя принимают в пределах от 0,5 до 1,2 м/с, массовую скорость воздуха — не более 6,0 кг/(м²·с).

Поверхностные воздухоохладители для кондиционеров типа КТ собираются из двух- и трехрядных базовых теплообменников [22].

С 1980 г. домоделовский завод «Кондиционер» приступил к изготовлению центральных агрегатированных кондиционеров общепромышленного назначения типа КТЦ. Эти кондиционеры имеют такую же производительность, как и кондиционеры типа КТ, но выпускаются с одно- и двухрядными камерами орошения, вентиляторами одностороннего и двустороннего всасывания и различными вариантами размещения секции второго подогрева вне и внутри агрегата.

Технические данные некоторых автономных и неавтономных кондиционеров домоделовского машиностроительного завода «Кондиционер» приведены в табл. 7.31 и 7.32.

Местными кондиционерами с неполной обработкой воздуха являются эжекционные

кондиционеры-доводчики типа КНЭ-У и местные подогреватели-охладители типа КНК. Технические характеристики и конструктивное исполнение местных кондиционеров описаны в [22].

В системах кондиционирования воздуха основными источниками шума являются вентиляторы, насосы, компрессоры и электродвигатели; шум образуется также при движении воздуха в воздуховодах и выходе его из отверстий. Меры по борьбе с шумом и вибрациями рассмотрены в разд. 2 кн. 1 настоящей серии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Абрамов Н. Н.** Водоснабжение. М.: Стройиздат, 1981.
2. **Алабовский А. Н., Анцев Б. В., Романовский С. А.** Газоснабжение и очистка промышленных газов. Киев: Вища школа, 1985.
3. **Исследование сравнительной эффективности транспорта пара высокотемпературной сетевой водой и непосредственного пароснабжения** / Е. Я. Соколов, Б. В. Сазанов, В. И. Ситас и др. // Известия вузов. Энергетика. 1984. № 4. С. 63—68.
4. **Криогенные системы** / А. М. Архаров, Б. П. Беляков, Е. И. Микулин и др. М.: Машиностроение, 1987.
5. **Куликов Н. Г., Бережнов И. А.** Справочник по газоснабжению. Киев: Будивельник, 1979.
6. **Математическое обеспечение ЕС ЭВМ.** Вып. 10. Минск: Институт математики АН БССР, 1976.

7. **Математическое** обеспечение ЕС ЭВМ. Вып. 12. Минск: Институт математики АН БССР, 1978.
8. **Мельников О. Н., Ежов В. Т., Блоштейн А. А.** Справочник монтажника сетей теплогазоснабжения. Л.: Стройиздат, 1980.
9. **Методические** указания по эксплуатации вентиляторных градирен. М.: Изд-во ОРГРЭС, 1977.
10. **Оборудование** установок осушки воздуха. Каталог. Производственное объединение Курганхиммаш, 1983.
11. **Особенности** промышленного водоснабжения / С. М. Андоньев, В. М. Жильцов, Г. М. Левин и др.; Под ред. С. М. Андоньева.— 2-е изд., перераб. и доп. Киев: Будивельник, 1981.
12. **Прейскурант** № 23-02. Оптовые цены на оборудование холодильное и компрессорное. М.: Прейскурантиздат, 1981.
13. **Прейскурант** № 05-01. Оптовые цены на химическую продукцию общепромышленного назначения. М.: Прейскурантиздат, 1980.
14. **Работа** ТЭЦ в объединенных энергосистемах / Под ред. В. П. Корытникова. М.: Энергия, 1976.
15. **Розенкноп В. Д., Блитштейн А. А.** Пакеты прикладных программ для моделирования динамических систем / Организация банков данных. Материалы семинара. М., МДНТП, 1974.
16. **СН 245-71.** Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. М.: Стройиздат, 1972.
17. **СНиП 11-92-76.** Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. Нормы проектирования. М.: Стройиздат.
18. **СНиП 11-33-75.** Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Нормы проектирования. М.: Стройиздат, 1982.
19. **СНиП 11-3-79.** Строительная теплотехника. Нормы проектирования. М.: Стройиздат, 1979.
20. **Соколов Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат, 1982.
21. **Справочник** по свойствам, методам анализа и очистки воды / Л. А. Кульский, И. Т. Гороновский, М. М. Когановский, М. А. Шевченко. Киев: Наукова думка, 1980.
22. **Справочник** проектировщика. Вентиляция и кондиционирование воздуха / Под ред. И. Г. Старовойтова. М.: Стройиздат, 1977.
23. **Султаигузин И. А., Ситас В. И.** Рациональное построение систем использования конвертерных газов // Промышленная энергетика. 1986. № 10. С. 6—9.
24. **Укрупненные** нормы расхода воды и количества сточных вод на единицу продукции для различных отраслей промышленности. М.: Стройиздат, 1973.
25. **Холодильные** машины: Справочник. М.: Легкая и пищевая промышленность, 1982.
26. **Щуп Т.** Методы решения инженерных задач с помощью ЭВМ. М.: Мир, 1982.

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ

8.1. НАЗНАЧЕНИЕ, ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ АСУ ТП

8.1.1. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ И ИХ ВИДЫ

Технический прогресс предопределяет возрастающую роль систем управления различными промышленными объектами. Использование передовой технологии, повышающей эффективность производства, полное раскрытие ее возможностей, обеспечение высоких эксплуатационных характеристик как действующего, так и проектируемого оборудования, сокращение производственных потерь по техническим, технологическим и организационным причинам — все это оказывается возможным только на основе широкого применения автоматизированных систем управления (АСУ) на всех уровнях производства.

В общем случае *управление* — это совокупность действий, выбранных на основании определенной информации и направленных на поддержание или улучшение функционирования объекта (технической, биологической, социальной системы, в которой протекает управляемый процесс) в соответствии с имеющейся программой или целью функционирования.

Управление техническими (промышленными) объектами может быть *ручным, автоматическим, автоматизированным*. При ручном управлении человек с помощью органов управления прямо или косвенно воздействует на объект управления. Автоматизация освобождает (полностью или частично) человека от участия в процессе управления. Автоматическое управление (см. п. 8.4.1) осуществляется автоматической системой управления без участия человека. Автоматизированное управление характеризуется высоким уровнем автоматизации и участием человека в решении главным образом таких задач управления, которые не могут быть формализованы и решаются на основе опыта человека и его интуиции.

В соответствии с ГОСТ 24.003-84 [12] *автоматизированная система управления (АСУ)* — это система человек — машина, обеспечивающая эффективное функционирование объекта, в которой сбор и переработка информации, необходимой для реализации функций управления, осуществляется с применением средств автоматизации и вычислительной техники.

Технико-экономическими предпосылками создания АСУ являются рост масштабов производства, увеличение единичной мощности оборудования, усложнение производственных процессов (использование форсированных режимов с повышенными давлениями, температурами, скоростями реакций), появление новых производств, функционирующих в критических режимах, усиление и усложнение связей между отдельными звеньями технологического процесса. Автоматизация должна обеспечивать повышение качества выпускаемой продукции, увеличение ее количества и рост производительности труда. Применение АСУ в промышленности диктуется также необходимостью реализации значительных потенциальных производственных резервов: техническая база производств в большинстве отраслей промышленности достигла к настоящему времени такого уровня развития, при котором эффективность производственного процесса самым непосредственным и существенным образом зависит от качества управления технологией и организации производства.

Создание АСУ является сложной научно-технической и организационно-экономической проблемой, решение которой требует значительных и все возрастающих трудовых, материальных и финансовых ресурсов. Затраты на создание и эксплуатацию АСУ непосредственно отражаются на себестоимости продукции и прибыли. Амортизационные отчисления, затраты на текущий ремонт, содержание основных фондов системы и ее обслуживание составляют в среднем 20 % капитальных вложений АСУ. Вследствие этого в качестве первоочередных выступают задачи наиболее эффективного использования капитальных

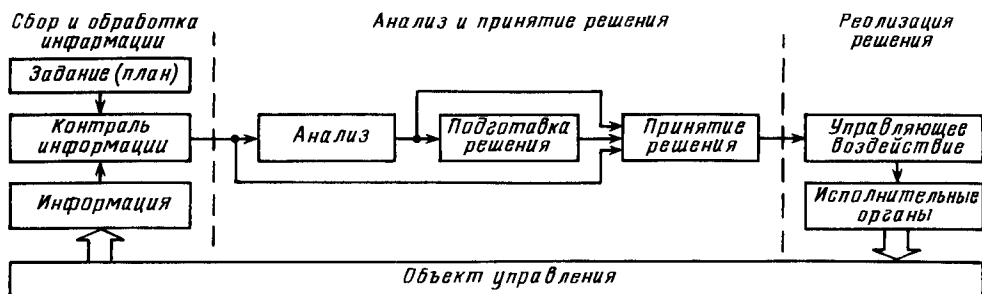


Рис. 8.1. Этапы процесса управления

вложений, правильного выбора направлений, установления очередности и рациональных объемов работ по созданию и применению АСУ. При их решении важную роль играют обоснование, определение и анализ технической и экономической эффективности АСУ на основе единых и обоснованных методологических принципов.

Разработка АСУ — это не только создание собственно технических систем. АСУ по своей природе являются социально-техническими системами. Это значит, что уже на стадии постановки задачи создания АСУ и предварительного исследования объекта управления при дальнейшем проектировании должна быть оценена совместимость технических решений с социальной организацией предприятия.

При создании АСУ необходимо осуществить совместную разработку функций системы и функций людей. Именно сопоставление функций новой системы со сложившимся привычным распределением функций работников в технических, организационных и социально-экономических методах управления технологическим процессом и организацией производства на предприятиях. Широкое применение научно-технических достижений в практике автоматизированного управления промышленными объектами открывает новые возможности для существенного повышения эффективности общественного труда в народном хозяйстве.

Процессы управления сложными объектами независимо от природы этих объектов состоят из взаимосвязанных этапов (рис. 8.1): сбора и обработки информации о состоянии объекта управления; анализа информации и принятия решения; реализации решения по управлению.

В АСУ сбор и обработка информации автоматизированы и, как правило, осуществляются без участия человека. Анализ информации, принятие решения по управлению

(выработка управляющих воздействий) и реализация управляющих воздействий могут осуществляться при участии человека или в автоматическом режиме.

АСУ могут отличаться природой объекта управления, характером и объемом решаемых задач, структурой (рис. 8.2) и другими признаками [20, 21].

На промышленных предприятиях возможны три вида АСУ.

1. Автоматизированная система управления предприятием (АСУП) — предназначена для решения основных задач управления производственно-хозяйственной деятельностью промышленного предприятия в целом и (или) его самостоятельных частей на основе применения экономико-математических методов и вычислительной техники.

Основные особенности АСУП, определяющие специфические трудности их создания и использования, состоят в следующем:

1) АСУП должна повышать эффектив-

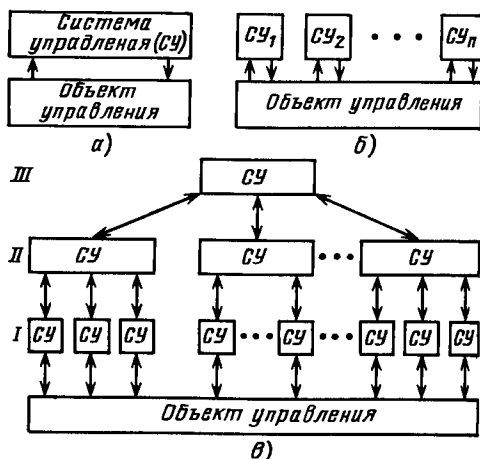


Рис. 8.2. Структуры системы управления:
а — централизованная; б — децентрализованная;
в — иерархическая; I, II, III — уровни СУ

ность производственно-хозяйственной деятельности предприятия, производственного или научно-производственного объединения;

2) АСУП должна обеспечивать автоматизированный сбор и обработку информации с широким использованием методов оптимизации по основным задачам и подсистемам общезаводского и цехового уровня, в том числе при необходимости — в реальном масштабе времени в режиме телеобработки и диалога;

3) АСУП должна быть реализована в виде совокупности совместно функционирующих подсистем, взаимодействие между которыми должно происходить через общую (единую или распределенную) базу данных;

4) организационное обеспечение АСУП должно предусматривать совершенствование методов управления и структуры системы управления предприятием при создании и развитии АСУП.

Вследствие сильной взаимосвязанности различных показателей деятельности предприятия достаточно представительным критерием управления для АСУП является сумма прибыли предприятия за планируемый период (квартал, год). Максимизация этого критерия при учете соответствующих ограничений служит формализованной целью управления предприятием.

II. *Автоматизированная система управления технологическим процессом* (АСУ ТП) — это АСУ для выработки и реализации управляющих воздействий на технологический объект управления (см. п. 8.2.1) в соответствии с принятым критерием управления.

Автоматизированная система управления может быть отнесена к классу АСУ ТП, если она осуществляет воздействие на объект в темпе с протеканием технологического процесса, обеспечивая управление технологическим объектом в целом, а ее технические средства участвуют в выработке решений по управлению и управляющих воздействий.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами не входят непосредственно в состав АСУП. При совместной разработке, внедрении и эксплуатации на предприятии АСУ ТП и АСУП они рассматриваются как взаимосвязанные системы, между которыми существуют отношения иерархической соподчиненности как «младшего» к «старшему». Аналогично трактуются соотношения между АСУП и отраслевыми АСУ (ОАСУ), АСУ агрегатами и АСУ производствами: все они образуют многоуровневую иерархию АСУ промышленными объектами.

При наличии на предприятии автоматизированной системы управления, относящейся к классу АСУП, АСУ ТП получает от соответ-

ствующих подсистем АСУП задания и ограничения, номенклатуру подлежащих выпуску продуктов и изделий, объем производства, технико-экономические показатели, а также обеспечивает АСУ высшего уровня необходимой технико-экономической информацией о выполнении заданий, основных показателях выпускаемой продукции, состоянии оборудования, ходе технологического процесса и др.

III. *Интегрированная АСУ* (ИАСУ) — это объединение нескольких автоматизированных систем управления отдельными технологическими процессами и производствами (АСУ ТП) между собой или с АСУ организационно-производственными службами предприятия (часть АСУП), осуществляемое с целью повышения общей технико-экономической эффективности их функционирования.

ИАСУ эффективны в тех случаях, когда в них реализуется взаимоувязанное, согласованное управление как технологическим, так и организацией производства в масштабе всего предприятия. Возможны ИАСУ, управляющие отдельным производством или цехом.

8.1.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ, КРИТЕРИИ КАЧЕСТВА УПРАВЛЕНИЯ И ОГРАНИЧЕНИЯ

При разработке АСУ ТП важно правильно выделить *технологический объект управления* (ТОУ), включающий технологическое оборудование и реализуемый в нем технологический процесс производства или транспортирования продукции, из общей производственно-технологической структуры предприятия. В зависимости от взаимных связей между технологическим оборудованием и принятой (или желательной) степени централизации управления в качестве ТОУ могут рассматриваться:

агрегаты и установки с протекающими в них технологическими процессами;

отдельные производства, реализующие самостоятельный, законченный технологический цикл;

производственный процесс всего промышленного предприятия, если управление им носит в основном технологический характер, т. е. заключается в выборе и согласовании режимов работы взаимосвязанных агрегатов, участков и производств.

Совокупность ТОУ и АСУ ТП называется *автоматизированным технологическим комплексом* (АТК).

Создание и функционирование АСУ ТП направлено на получение определенных *технико-экономических результатов* (снижение себестоимости продукции, уменьшение потерь,

повышение производительности труда, качества целевых продуктов, улучшение условий труда персонала и т. п.). В некоторых случаях, когда ТОО функционируют на границе критических режимов, их эксплуатация без современной АСУ ТП оказывается практически невозможной. Назначение такой системы заключается в обеспечении реализуемости и устойчивости технологического процесса при безопасных, высокоинтенсивных и экономичных режимах использования оборудования.

Цели функционирования АСУ ТП разнообразны и могут заключаться в обеспечении безопасности функционирования ТОО, стабилизации параметров материальных или энергетических потоков, обеспечении заданных параметров выходных продуктов, оптимизации и согласовании режимов работы оборудования и т. п.

Степень достижения цели управления характеризуют с помощью *критерия управления* — соотношения, принимающего различные числовые значения в зависимости от используемых управляющих воздействий. Критерий управления (критерий качества управления, критерий оптимальности, функция цели) представляет собой функцию (или функционал), зависящую от управляющих воздействий и параметров состояния ТОО (см. п. 8.4.6). В наиболее общей и часто встречающейся постановке цель управления ТОО заключается в обеспечении максимального экономического эффекта, который определяется разностью между стоимостью произведенной продукции и затратами на ее производство. Однако непосредственное применение экономического критерия управления ТОО во многих случаях невозможно из-за его сложности. Для упрощения задачи используют технико-экономические *частные критерии управления*, учитывающие специфику ТОО. Такими частными критериями, например, могут быть: производительность ТОО при определенных требованиях к качеству продукции и условиям эксплуатации оборудования, технико-экономическая эффективность (КПД) ТОО, расход некоторых компонентов (присадок, катализаторов) в технологическом процессе, время протекания технологического процесса от исходного до заданного состояния и др. В соответствии с особенностями частного критерия управления ставится задача его максимизации или минимизации.

Кроме критерия управления необходимо задать в форме равенства и (или) неравенства *ограничения*, которые устанавливают верхние и (или) нижние пределы для управляющих воздействий и управляемых переменных. Ограничения бывают двух видов: физические

(жесткие) и условные. Нарушение физических ограничений невозможно. Условные ограничения могут нарушаться, но их нарушение приводит к снижению качества ведения технологического процесса.

8.1.3. ФУНКЦИИ АСУ ТП

Функция АСУ ТП — это совокупность действий системы, направленных на достижение определенной цели. В качестве действий рассматриваются последовательности операций и процедур, выполняемых частями системы.

Функции АСУ ТП в целом как системы человек — машина выполняются комплексом технических средств системы (техническое обеспечение АСУ) и человеком-оператором (диспетчером), за которым, как правило, сохраняется главная, определяющая роль в выполнении наиболее сложных, не поддающихся формализации задач.

Различают *информационные, управляющие и вспомогательные функции АСУ ТП* [12, 40].

Информационная функция АСУ ТП заключается в получении, обработке и передаче информации о состоянии ТОО или внешней среды и реализуется путем выполнения следующих типовых задач:

контроля параметров технологического процесса, проверки соответствия значений основных параметров допустимым и информирования персонала о нарушении допустимых значений;

измерения, индикации и (или) регистрации параметров процесса по вызову оператора и (или) циклически;

косвенного измерения (вычисления) отдельных комплексных показателей технологического процесса;

вычисления технико-экономических показателей функционирования ТОО;

анализа и обобщенной оценки состояния технологического процесса и технологического оборудования (распознавание ситуаций, диагностика состояния оборудования, поиск «узкого места», прогноз хода процесса).

Управляющая функция АСУ ТП включает получение информации о состоянии ТОО, оценку информации, выбор управляющих воздействий и их реализацию. Управляющими функциями являются:

одноконтурное автоматическое регулирование;

каскадное и (или) программное автоматическое регулирование;

многоконтурное автоматическое регулирование;

оптимальное управление установившимися режимами (в статике);

согласование (координация) подсистем и оптимальное распределение ресурсов;

оптимальное управление переходными процессами (оптимизация динамических режимов);

адаптивное управление с самообучением и изменением алгоритмов и параметров системы управления.

Основной тенденцией развития АСУ ТП является расширение использования электронных вычислительных машин (ЭВМ) и объема передаваемых им функций (см. п. 8.1.5). Применение ЭВМ позволяет повысить эффективность работы ТОУ в основном путем:

улучшения представления информации операторам о состоянии ТОУ;

оптимизации статических и динамических режимов;

сокращения времени пуска и останова оборудования;

предотвращения и локализации аварийных ситуаций;

облегчения анализа и прогноза протекания нормальных и аварийных режимов работы ТОУ.

Вспомогательные функции АСУ ТП заключаются в сборе и обработке данных о состоянии технологического или программного обеспечения АСУ ТП и представлении этой информации персоналу или осуществлении управляющих воздействий на соответствующие технические средства АСУ.

8.1.4. РАЗНОВИДНОСТИ АСУ ТП

В зависимости от распределения функций между техническими средствами автоматизации, степени централизации управления технологическим процессом, структуры вычислительной информационно-управляющей системы (вычислительного комплекса) возможны следующие разновидности АСУ ТП.

1. АСУ ТП, в которых все информационные и управляющие функции выполняются без применения вычислительного комплекса (ВК). Основные функции этих систем управления следующие:

1) измерение и контроль параметров технологического процесса;

2) стабилизация технологического процесса на уровне, определяемом регламентом производства;

3) программное управление (включая пуск и останов процесса);

4) защита оборудования от аварий;

5) оперативная связь с другими ступенями управления.

Функциональная структура системы управления без ВК показана на рис. 8.3.

С помощью показывающих и самопишущих приборов индивидуального контроля контролируются наиболее важные технологические параметры. Регистрация параметров позволяет оператору прогнозировать изменения контролируемых величин, оценивать качество работы систем управления отдельными участками, анализировать причины возникновения, ход и развитие аварий и рассчитывать технико-экономические показатели ТОУ по усредненным значениям параметров на заданном интервале времени.

Измерения по вызову предназначены для периодического контроля менее ответственных параметров. Они осуществляются оператором с помощью одного показывающего прибора, к которому подведены через переключающее устройство измерительные цепи от группы первичных преобразователей.

Массовый контроль применяется при необходимости измерения большого количества однотипных вспомогательных параметров и малой вероятности отклонения их от заданного значения (например, температуры подшипников вращающихся механизмов, металла поверхностей нагрева паровых котлов, реакторов, турбин и др.). Для массовых измерений применяются автоматические измерительные системы, снабженные обегачными устройствами и связанные с системой световой сигнализации.

Устройства сигнализации при отклонении параметров, превышающем допустимые пределы, вырабатывают световой или звуковой сигнал, информирующий оператора о нарушении нормального режима.

Использование централизованных систем контроля по вызову, систем массовых измерений и применение первичных приборов с унифицированным сигналом на выходе (электрическим или пневматическим), пригодных для многократного использования в системах контроля и регулирования, позволяет сократить общее количество средств измерения, уменьшить размеры щитов управления и разгрузить оператора от выполнения большого количества второстепенных операций.

Показывающие и самопишущие измерительные приборы, переключатели и ключи управления, указатели положения регулирующих органов размещаются на центральных щитах и пультах управления, которые устанавливаются в специально отведенных для них помещениях и обслуживаются оператором. Часть второстепенных технологических

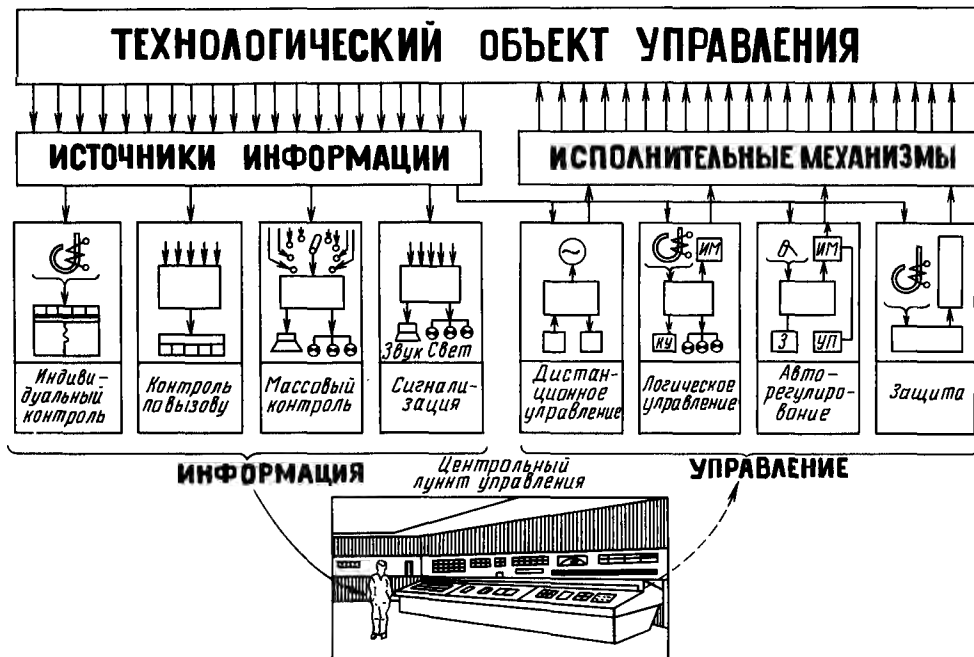


Рис. 8.3. Функциональная структура системы управления технологическим процессом без ВК

параметров контролируется с помощью приборов, установленных на местных щитах и пультах управления, расположенных вблизи действующих агрегатов (на рис. 8.3 не показаны).

Назначение системы дистанционного управления состоит в передаче воздействий оператора на регулирующие и запорные органы или пусковые и отключающие устройства механизмов, удаленных от поста управления. К системе дистанционного управления относятся также органы воздействия на автоматические регуляторы и устройства логического управления функциональными группами (УЛУ ФГ).

Для удобства выполнения операций по управлению и исключения ошибочных действий персонала механизмы, задвижки, регулирующие органы и т. п. объединяются в функциональные группы, предназначенные для выполнения единой технологической функции. Выработка команд управления осуществляется УЛУ ФГ по заданным программам.

Автоматические системы регулирования (АСР) поддерживают без участия человека заданную производительность (мощность) ТОО и стабилизируют технологические параметры на заданных значениях.

Устройства защиты призваны предотвращать возникновение и развитие аварий и за-

щищать установки от повреждений и разрушений в случае выхода из строя отдельных элементов оборудования, при отказах или ложных действиях АСР, УЛУ ФГ, а также при ошибочных действиях оператора. Система защиты, как правило, выполняется независимой, т. е. имеет собственные датчики и преобразователи отклонений контролируемых технологических параметров, независимые каналы управляющих воздействий, а также собственные автоматически резервируемые источники питания.

Оптимизация режимов работы в такой системе осуществляется оператором путем воздействия на задатчики автоматических регуляторов и органы управления в соответствии с режимными картами и (или) указаниями, поступающими от высших ступеней АСУ ТП.

2. АСУ ТП с вычислительным комплексом, выполняющим информационно-вычислительные функции. Системы этого вида содержат все функциональные элементы, присущие предыдущей системе, и дополнены ВК, который получает информацию о состоянии объекта и выполняет функции централизованного контроля и вычисления комплексных технических и технико-экономических показателей. Анализ информации, выработка решений и реализаций управляющих воздействий в такой системе возлагаются на оператора. Получе-

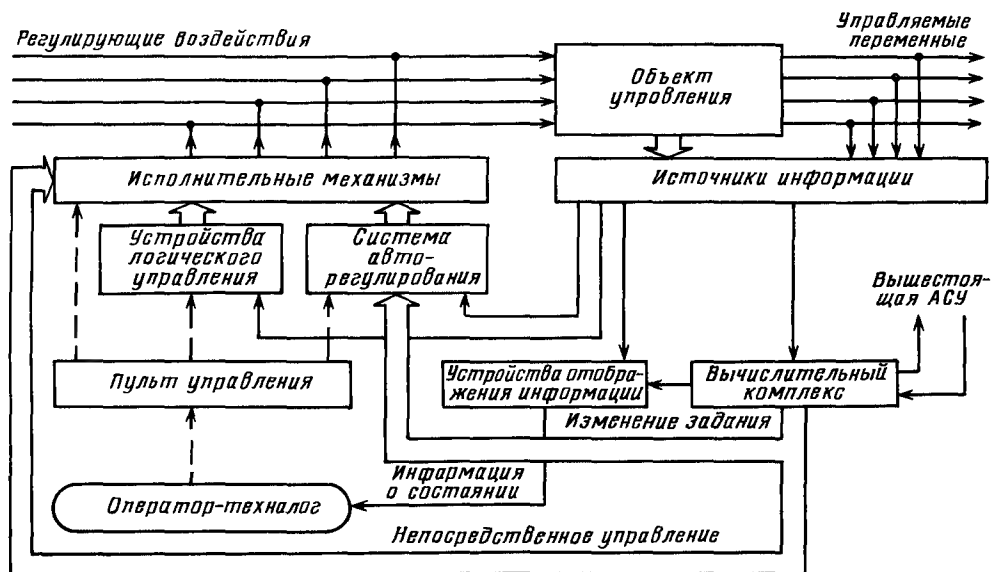


Рис. 8.4. Информационная структура АСУ ТП с ВК (в АСУ ТП второго и третьего видов отсутствуют сигналы «изменение задания» и «непосредственное управление», в АСУ ТП четвертого вида — сигнал «непосредственное управление»)

ные данные могут выводиться на централизованные средства отображения информации, а также передаваться для дальнейшей обработки непосредственно в вышестоящую АСУ или выводиться на внешние накопители ВК (магнитные диски, ленты и др.) с целью последующего анализа, построения и (или) уточнения математической модели управляемого процесса.

Информационная структура АСУ ТП с ВК представлена на рис. 8.4.

3. АСУ ТП с вычислительным комплексом, выполняющим функции «советчика» оператора. Структура такой АСУ аналогична структуре ранее рассмотренной системы (рис. 8.4). Кроме функций, выполняемых в предыдущей системе, на ВК возлагается задача анализа и принятия решений с выдачей рекомендаций по управлению («советов») оператору-технологу. Воздействия, необходимые для приближения процесса к оптимуму, определяются путем вычислений по модели; результаты представляются оператору, который управляет процессом, изменяя задания автоматическим регуляторам или выполняя другие действия в соответствии с рекомендациями, вырабатываемыми ВК.

4. АСУ ТП с вычислительным комплексом, выполняющим функции центрального управляющего устройства (супервизорное управление). Особенность такого управления состоит в том, что ВК включается в замкнутый

контур управления и вырабатывает управляющие воздействия по изменению заданий системам автоматического регулирования (рис. 8.4). Задача супервизорного управления — поддержание процесса вблизи оптимальной рабочей точки путем оперативного воздействия на него.

Работа информационной части системы супервизорного управления не отличается от работы системы «советчика» оператора. Процедуры вычислений по определению управляющих воздействий одинаковы. После выполнения расчетов по модели значения управляющих воздействий преобразуются в сигналы, которые можно использовать для изменения заданий и настроек регуляторов. Контур управления в АСУ ТП замкнут через ВК, и функции оператора сводятся к наблюдению. Управляющие функции оператор выполняет только при нарушении нормального режима работы системы, резервируя отказы автоматических устройств.

5. АСУ ТП с вычислительным комплексом, выполняющим функции непосредственного (прямого) цифрового управления (НЦУ). В режиме непосредственного цифрового управления (НЦУ) сигналы, используемые для приведения в действие управляющих органов (исполнительных механизмов), вырабатываются непосредственно ВК, а автоматические регуляторы исключаются из системы или используются как резерв (рис. 8.4).

ВК рассчитывает требуемые значения управляющих воздействий и передает соответствующие сигналы непосредственно на исполнительные механизмы регулирующих органов. Это делается для каждого контура регулирования. Число контуров может быть от 100 до 400 в зависимости от типа процесса и мощности ВК.

Одно из главных преимуществ использования АСУ ТП с ВК в режиме НЦУ заключается в возможности изменения алгоритмов регулирования и управления для контуров простым внесением изменений в программу. Такие изменения должны быть тщательно подготовлены, а новая программа полностью проверена перед использованием ее в системе. Хотя это весьма серьезное требование, тем не менее гибкость системы в принципе ничем не ограничена. Некоторые внедряемые АСУ являются комбинацией систем НЦУ и supervisoryного управления.

Применение ВК позволяет удобно строить программным путем сложные системы каскадного и многосвязного регулирования (см. п. 8.4.5), учитывающие взаимосвязи между отдельными участками объекта управления.

Прямое управление от ВК позволяет реализовать не только оптимизирующие функции, но и операции по управлению основным и вспомогательным оборудованием в режимах пуска и останова.

Режим НЦУ предъявляет повышенные требования к надежности ВК, так как отказ ВК приводит к отказу всей системы управления.

6. Распределенные АСУ ТП. В АСУ ТП этого вида выполнение различных функций осуществляется несколькими взаимосвязанными процессорами, объединенными в вычислительную сеть. Широкое применение в распределенных АСУ ТП микро-ЭВМ позволяет приблизить средства обработки данных к объекту управления, сократить потоки информации к центральному ВК и реализовать комплекс мер по повышению надежности — самодиагностику технических средств, автоматическое резервирование, обнаружение и исправление неисправностей [46].

Распределение функций по взаимосвязанным техническим средствам предполагает, однако, максимальную степень централизации функций управления, осуществляемых человеком, с целью сокращения численности оперативного персонала и сосредоточения ответственности за качество управления.

Характерной особенностью технической структуры распределенных АСУ ТП является наличие микропроцессорных *локальных технологических станций* (ЛТС), обеспечивающих связь АСУ ТП с определенным участком ТОО

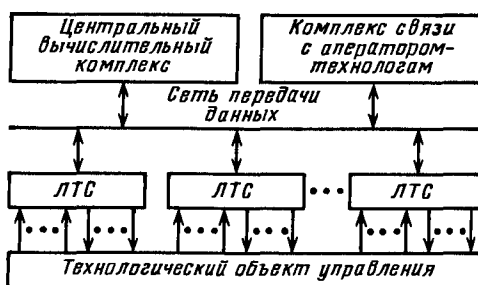


Рис. 8.5. Техническая структура распределенной АСУ ТП с локальными технологическими станциями ЛТС

и решение автономных задач управления данным участком (рис. 8.5).

Рассмотренные виды АСУ ТП отличаются функциональными и техническими структурами (§ 8.2).

Классификационными признаками АСУ ТП также являются [28]:

уровень, занимаемый системой в организационно-производственной иерархии;

характер протекания управляемого процесса во времени;

показатель условной «информационной мощности» объекта управления;

степень функциональной развитости автоматизированной системы управления.

По *уровню*, занимаемому в организационно-производственной иерархии, различают АСУ ТП нижнего (первого) уровня, к которым относятся АСУ ТП, управляющие агрегатами, установками, участками производства и не имеющие в своем составе других АСУ ТП, и АСУ ТП второго уровня. К последним относят АСУ ТП, управляющие группами установок, цехами, производствами, в которых отдельные участки (агрегаты, установки) оснащены своими системами управления, в том числе, возможно, АСУ ТП первого уровня, причем оперативный персонал последних подчинен персоналу АСУ ТП второго уровня.

По *характеру протекания по времени* технологические процессы подразделяют на три группы:

1) *дискретные* (например, производство деталей в машиностроении и приборостроении). Их характерным признаком является производство большого количества изделий (сотен и тысяч); информация о производстве формируется в большинстве случаев вручную с помощью документов (накладных, нарядов) и различных устройств ручного ввода (в от-

дельных случаях информация может вводиться автоматически от датчиков). Управляющие воздействия обычно передаются оперативно-производственному персоналу в виде графиков запуска-выпуска деталей, узлов, изделий, а также при помощи команд и распоряжений;

2) *непрерывные* (например, технологические процессы добычи и транспортировки нефти и газа, выработки и распределения энергии, производства химических и нефтехимических продуктов и т. п.). Для процессов непрерывного типа характерно получение информации об их ходе, главным образом автоматически с помощью датчиков с непрерывным или дискретным выходным сигналом. Управление технологическими процессами производится путем изменения расхода веществ (энергии) воздействием на клапаны, задвижки, насосы, нагнетатели и т. п.;

3) *непрерывно-дискретные* (например, выплавка стали в конвертерах, нагрев металла в нагревательных колодцах и т. п.). Эти процессы характеризуются наличием циклов и сочетанием особенностей дискретного и непрерывного процессов.

По *условной информационной мощности* АСУ ТП подразделяются на классы в соответствии с табл. 8.1 в зависимости от числа измеряемых или контролируемых переменных.

Таблица 8.1. Классификация АСУ ТП по условной информационной мощности

Условная информационная мощность	Число измеряемых или контролируемых переменных	
	минимальное	максимальное
Наименьшая	10	40
Малая	41	100
Средняя	101	650
Повышенная	651	2500
Большая	2501	Не ограничено

Степень функциональной развитости АСУ ТП характеризуется двумя наиболее сложными функциями, реализуемыми в данной системе с помощью средств автоматической переработки информации. Одна из этих функций

должна являться информационной, а другая — управляющей (см. п. 8.1.3).

На основе классификационных признаков производится типизация АСУ ТП, что позволяет использовать при разработке новых АСУ элементы типовых решений в части информационного, лингвистического, математического, организационного, правового, программного и технического обеспечения [17, 40].

8.1.5. ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ В АСУ ТП

Функциональное назначение ЭВМ, их место и роль в системах управления обуславливают ряд специфических требований к ним:

1) обеспечение одностороннего или двустороннего обмена информацией между объектом и управляющим устройством в процессе решения функциональных задач;

2) решение задач управления, сбора и переработки информации в реальном (натуральном) масштабе времени;

3) обеспечение большой продолжительности непрерывной работы, исчисляющейся тысячами часов;

4) обеспечение высокой надежности и программной устойчивости к сбоям и отказам аппаратуры;

5) возможность реализации широкого круга задач управления при относительной неизменности их в течение всего периода эксплуатации.

Отличительной особенностью управляющих ЭВМ является наличие в них *устройства связи с объектом* (УСО), предназначенного для обеспечения одностороннего или двустороннего обмена информацией между объектом управления и машиной. Структура УСО ввода аналоговой и дискретной информации представлена на рис. 8.6. Выбор канала для ввода аналоговой или дискретной информации осуществляется по сигналам от устройства управления ЭВМ по заданной программе или в зависимости от значения входных сигналов.

Структура УСО для вывода информации, обеспечивающего преобразования цифрового кода (сигналы от ЭВМ) в аналоговые выходные сигналы, формирование информационных или управляющих двухпозиционных сиг-

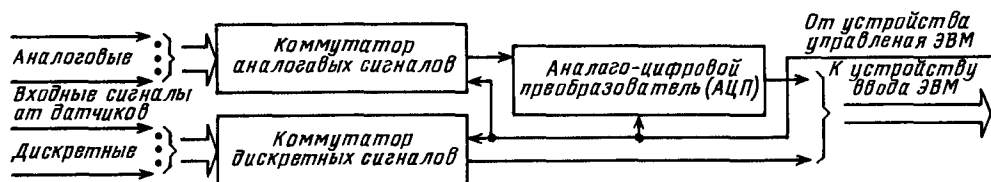


Рис. 8.6. Функциональная структура УСО ввода

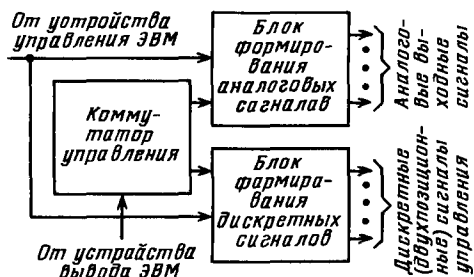


Рис. 8.7. Функциональная структура УСО вывода

налов по команде из устройства управления ЭВМ с помощью коммутатора управления, показана на рис. 8.7.

Современные управляющие вычислительные комплексы (УВК) строятся на основе агрегатных устройств с унифицированными внешними связями. Элементарной единицей УВК является агрегатный модуль — изделие, выполняющее определенную функцию по обработке, хранению информации, коммутации передач, преобразованию сигналов и т. п. Из агрегатных модулей komponуются различные УВК — от простейших систем сбора информации до сложных микропроцессорных управляющих систем [35, 41].

Агрегатная система средств вычислительной техники на микромодульной основе АСВТ-М (см. п. 5.1.3 кн. I настоящей серии) явилась основой для создания ряда действующих АСУ ТП в энергетике и промышленности [2].

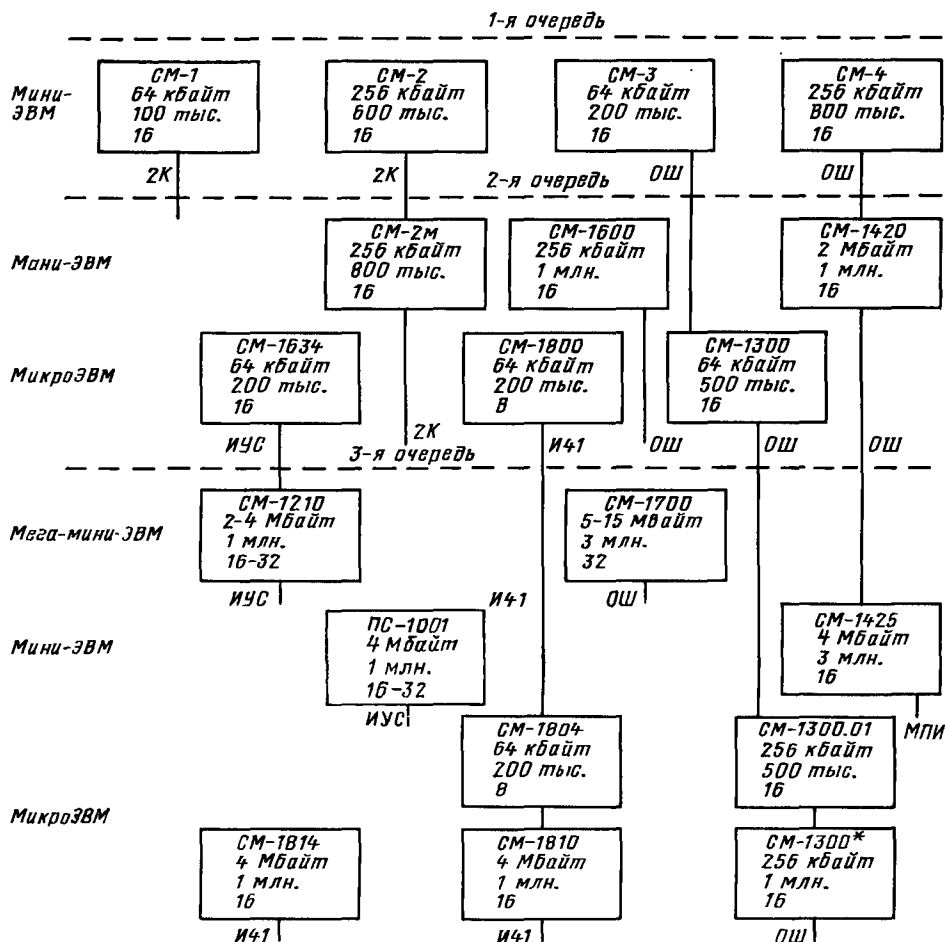


Рис. 8.8. Базовые модели и основные характеристики СМ ЭВМ

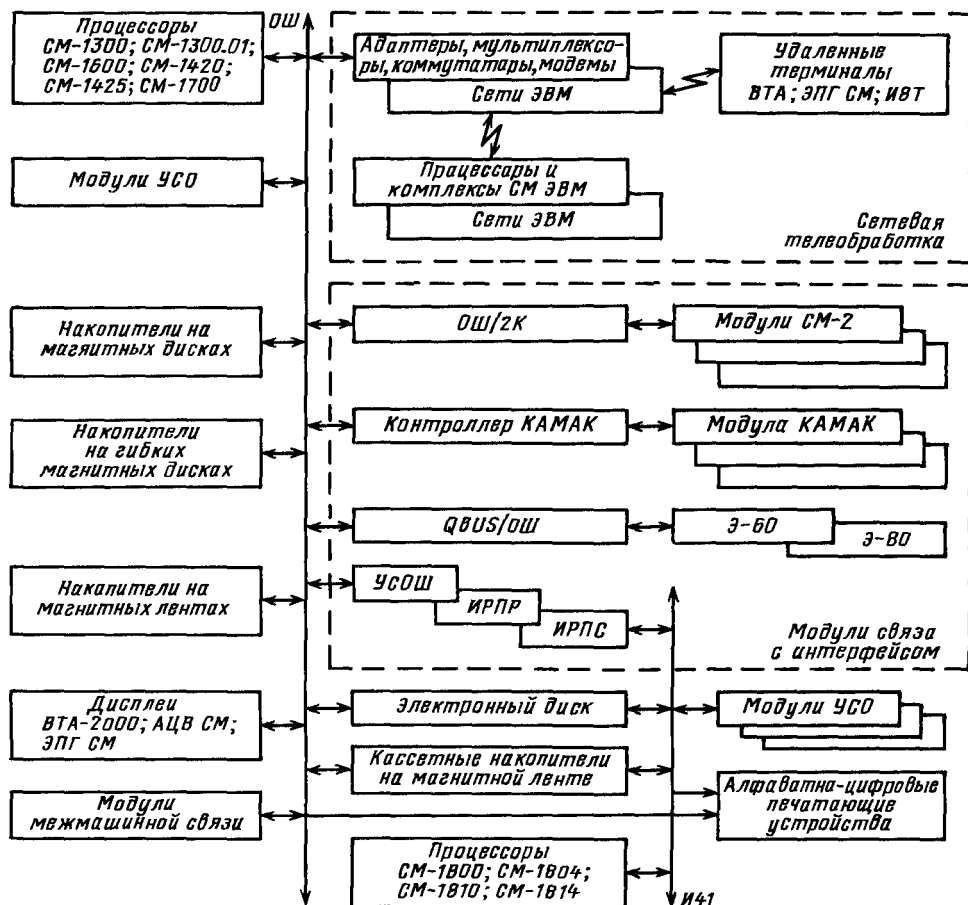


Рис. 8.9. Технические средства СМ ЭВМ

Дальнейшее развитие АСУ ТП ориентировано на средства международной системы малых ЭВМ — СМ ЭВМ. Система объединяет в рамках одного семейства базовые модели различных архитектурных линий: 8-, 16-, 32-разрядные процессоры производительностью до 1–5 млн. операций/с. Базовые модели и основные характеристики СМ ЭВМ — емкость ОЗУ (кбайт, Мбайт), быстродействие (операций/с), разрядность, тип интерфейса (2К, ОШ, И41, ИУС), обеспечивающего связи между ЭВМ и ее периферийными устройствами, — представлены на рис. 8.8.

Развитое периферийное оборудование, базовое программное обеспечение, аппаратные и программные средства для сетевой телеобработки данных удовлетворяют широкому спектру требований и обеспечивают возможность построения интегрированных систем уп-

равления объектами разной сложности. Общая структура технических средств СМ ЭВМ представлена на рис. 8.9. Возможность совместной работы ЭВМ с разными архитектурами и различных по классу периферийных устройств, терминальных станций обеспечиваются модулями межмашинной связи и модулями связи с интерфейсами. Модуль ОШ/2К предназначен для присоединения к ЭВМ с интерфейсом ОШ («Общая шина») модулей и устройств линии СМ-2 с радиальным интерфейсом 2К; модуль QBAS/ОШ обеспечивает сопряжение с «общей шиной» ЭВМ семейства «Электроника 60»; малые радиальные интерфейсы с параллельной (ИРПР) и последовательной (ИРПС) передачей информации и модуль УСОШ предназначены для присоединения к «общей шине» устройств, имеющих сравнительно малую скорость обмена инфор-

[illegible]

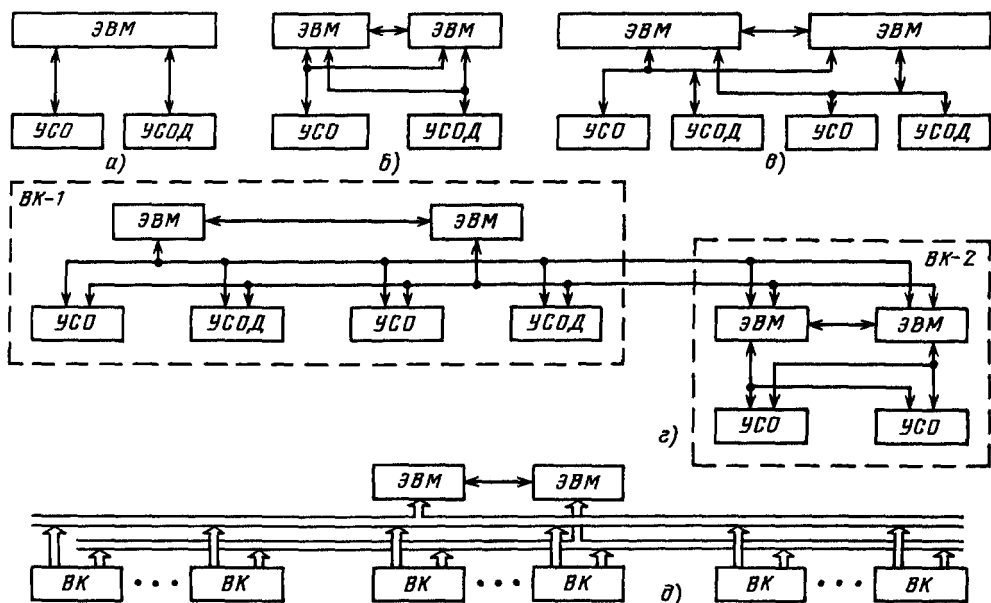


Рис. 8.10. Структуры ВК:

а — при развитых локальных системах контроля без резервирования элементов ВК; б — при сокращенном объеме информации от локальных систем контроля с резервированием ЭВМ; в — повышенной надежности с резервированием всех элементов ВК; г — УВК с разделением функций между ВК-1 (информационные функции) и ВК-2 (управляющие функции); д — многопроцессорная двухуровневая (распределенные АСУ ТП)

мацией (печатающие устройства, перфоленточный ввод-вывод, дисплей и др.). Всего в номенклатуру СМ ЭВМ входят более 100 периферийных устройств [1, 35].

Средства СМ ЭВМ выпускают в виде типовых комплексов, которые применяют непосредственно или на базе которых заказчик, используя набор периферийных устройств, может составить специфицированный комплекс необходимого состава. В качестве примера в табл. 8.2 приведен состав модификаций типового комплекса СМ-1420. Подобный принцип комплексирования распространяется на все модели СМ ЭВМ.

Основными структурными элементами информационно-вычислительного комплекса АСУ ТП являются ЭВМ, УСО ввода-вывода и устройство связи с оператором-диспетчером (УСОД), являющееся частью комплекса технических средств обмена информацией между ЭВМ и оператором. ИВК элементарной структуры (рис. 8.10, а) применяют при отсутствии высоких требований к реализации надежности функций и развитых локальных системах автоматического контроля и регулирования. При этом ИВК выполняет только информационные функции.

Повышение надежности реализации функций достигается при использовании ВК с двумя ЭВМ (рис. 8.10, б). В исправном состоянии ЭВМ работают в режиме разделения функций, что при прочих равных условиях существенно повышает быстродействие ВК. При отказе одной из ЭВМ выполнение важнейших функций автоматически передается другой ЭВМ. Данная структура позволяет сократить объем информации, представляемой средствами индивидуального контроля. В отдельных случаях используются структуры с резервированием всех элементов ВК (рис. 8.10, в). Структура УВК с резервированием элементов и разделением функций показана на рис. 8.10, г. В подобной структуре на ВК-1 возлагается реализация информационных функций, на ВК-2 — управляющих.

На рис. 8.10, д представлена двухуровневая управляющая вычислительная система (УВС) с несколькими взаимосвязанными ЭВМ, работающими в режиме разделения функций и объединенными в общую сеть. На нижнем уровне могут использоваться как универсальные микроЭВМ с УСО ввода-вывода, так и специализированные комплексы — локальные технологические станции (см. § 8.6).

Подобную структуру имеют сложные АСУ ТП, на которые возлагаются задачи координации агрегатов (верхний уровень) и контроля и управления отдельными агрегатами (нижний уровень).

8.1.6. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЧЕЛОВЕКА-ОПЕРАТОРА С ТЕХНИЧЕСКИМИ СРЕДСТВАМИ АСУ ТП

Человека, функционирующего в системе управления, обычно называют *оператором-технологом* или *диспетчером*. Понятия «оператор» и «диспетчер» не имеют четких границ. Считают, что оператор управляет непосредственно или с помощью специальных средств технологическим процессом; диспетчер организует с помощью специальных средств и других людей производство веществ, энергии, предметов.

При разработке технических средств взаимодействия человек — машина для систем управления необходимо учитывать психофизиологические особенности и возможности человека. Человек постоянно находится в рабочей зоне пункта управления (операторского зала, диспетчерской) и взаимодействует со средствами отображения информации и командными устройствами. Элементы, через которые осуществляется взаимодействие (мнемосхемы, табло, шкалы приборов, электронно-лучевые индикаторы для передачи информации человеку, командные устройства для реализации управляющих воздействий), должны быть удобны для человека, не должны требовать от него чрезмерного напряжения, внимания или физических усилий, выполнения вспомогательных операций по настройке или подготовке к эксплуатации и т. д. На рабочем месте должны быть созданы условия для оптимальной деятельности человека: нормальные температура и влажность окружающего воздуха, освещение, отсутствие шума, вибраций и других отвлекающих факторов (см. разд. 11 кн. 1 настоящей серии).

Как звено переработки информации человек подобен универсальному вычислительному устройству. Уступая вычислительным машинам в быстроте действий, он может выполнять операции, недоступные им, — решать проблемы способом логической индукции, ориентироваться в событиях при неполной информации и т. п.

Следует, однако, учитывать, что человек реализует заданные алгоритмы с меньшей точностью, чем автоматическое устройство. Поэтому любые меры, предпринимаемые для

повышения точности работы оператора, существенны для повышения результирующей точности всей системы. К таким эффективным мерам относятся четкое определение функций, выполняемых человеком; согласование характеристик системы и человека; рациональная конструкция средств представления информации и органов управления, оптимальное расположение их на панелях щитов и пультов; специальные тренировки персонала; организация режима работы и условий труда; дублирование функций и др.

По надежности работы человек уступает многим другим звеньям цепи управления: качество его работы существенно зависит от большого числа внешних, в том числе психологических, факторов. Однако в благоприятных условиях работы благодаря возможности контроля обстановки своими органами чувств, прогнозирования событий, способности к обучению и приспособляемости к изменению условий человек в системе управления коренным образом улучшает надежность ее работы. Значительный эффект в обеспечении надежности системы дает использование человека в качестве дублиера автоматических систем управления при их отказах.

В АСУ ТП на автоматические устройства АСУ возлагаются прежде всего повторяющиеся, «рутинные действия», связанные с достижением таких целей управления, как поддержание технологических параметров на заданном уровне или их изменение по заданной программе, автоматическая защита по формализованным алгоритмам и т. п. С ростом вычислительных возможностей АСУ и степени изученности технологических процессов на автоматы возлагаются более сложные действия, связанные с оптимизацией технологического процесса на тех или иных стадиях его протекания.

На человека (оператора, диспетчера этих систем) возлагаются функции, которые пока вообще нельзя поручать автоматам (нет аппаратуры, способной ее выполнить) либо автоматическое выполнение которых пока не оправдано экономически. Кроме того, человек почти всегда выполняет функцию резерва на случай отказа автомата.

По роли человека в реализации управляющих воздействий системы управлений можно разделить следующим образом:

- 1) системы, в которых человек, осуществляя функцию управления, является исполнительным элементом, непосредственно воздействующим на технологическое оборудование объекта (ручное управление);

- 2) системы, в которых человек, управляя объектом, использует энергию внешних источ-

нников (дистанционное управление);

3) автоматические системы управления, выполняющие функции управления в соответствии с некоторым наперед заданным законом функционирования; в этих системах человек осуществляет наблюдение за ходом процесса и при необходимости — корректирующие воздействия;

4) системы, в которых человек выполняет функции наблюдения за поведением системы, а также вводит в нее необходимую дополнительную информацию или участвует в процессе обмена информацией между несколькими системами и другими людьми.

По способу представления информации для восприятия ее человеком системы условно делятся следующим образом:

1) системы, в которых информация выдается человеку в виде цифр и (или) показаний стрелочных контрольно-измерительных приборов;

2) системы, в которых информация воспроизводится в графической форме в виде графических функциональных зависимостей, диаграмм на регистрирующих приборах и т. п.;

3) системы с представлением информации в изобразительной форме в виде мнемосхем и т. п.;

4) системы, в которых информация выдается в виде буквенно-цифровых обозначений и текстов на световых табло, электронно-лучевых индикаторах, лентах автоматических печатающих устройств и т. п.

Общая эффективность действия автоматизированной системы управления зависит не только от совершенства технологического оборудования и системы автоматизации, но и от уровня профессионального мастерства оператора, взаимной приспособленности человека и машины как звеньев единой системы управления.

Конструирование средств отображения информации на основе только технических предпосылок не может обеспечить надежной и высокоэффективной работы оператора. Для обеспечения взаимной приспособленности при выборе и разработке УСОД необходимо привлечение данных инженерной психологии, физиологии, гигиены, специальных методов художественного конструирования и технической эстетики.

В АСУ ТП существуют также особые аспекты диалога между человеком и ЭВМ. Взаимодействие происходит в основном между вычислительной машиной и одним из следующих лиц: программистом, оператором ЭВМ и оператором-технологом процесса, пользующимися стандартными устройствами ЭВМ

(клавиатурой терминалов, устройствами ввода и перфорации карт, устройствами визуального вывода, печатающими устройствами и др., см. разд. 5 кн. 1 настоящей серии).

Комплекс помещений для работы оператора или диспетчера с оборудованием для управления технологическим процессом или производством называется *пунктом управления* (ПУ).

Для АСУ ТП характерен определенный иерархический «типаж» пунктов управления. В зависимости от близости к ТОУ и характера выполняемых задач различают местные (МПУ) и центральные (ЦПУ) пункты управления технологическим процессом или агрегатом, диспетчерские (ДП) и центральные (ЦДП) диспетчерские пункты управления технологическим комплексом или производством. К пункту управления могут быть отнесены вычислительные комплексы (ВК) и вычислительные центры (ВЦ), обслуживающие определенную группу технологических процессов и производств.

Характер связи между отдельными пунктами управления зависит от конкретных условий (территориальная разобщенность, надежность технологического оборудования и т. п.) и изменяется от простых кабельных связей для небольших расстояний до специальных средств телемеханики и передачи данных при большом рассредоточении управляемых объектов.

К персоналу, обслуживающему АТК, относятся операторы-технологи, операторы ВК, инженеры-технологи, операторы на местах, аппаратчики, обходчики, прибористы (от слесаря до инженера), диспетчеры и другие специалисты по управлению технологическим объектом.

Центральные пункты управления (ЦПУ) являются наиболее характерными пунктами управления АСУ ТП.

В типичном варианте в состав оборудования ЦПУ входят следующие элементы: устройства связи с объектом (УСО), устройства телемеханики (ТМ) и аппаратура передачи данных (АПД), устройства функционально-группового управления (ФГУ), информационно-вычислительный комплекс (ИВК), управляющий вычислительный комплекс (УВК), средства взаимодействия человек — машина, аппаратура связи (коммутатор, селектор, телетайп) и т. п.

Основная функциональная зона операторского зала (диспетчерской) образована рабочими местами операторов-технологов, начальников смен и т. п. Рабочие места представляют собой совокупность информационных полей и командных органов, расположен-

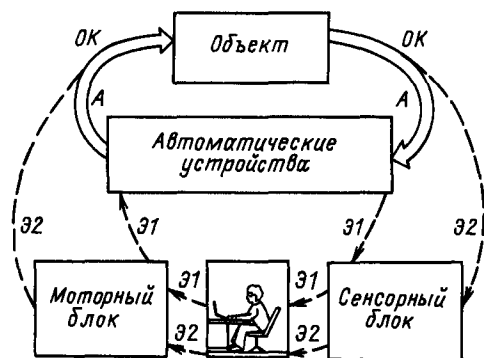


Рис. 8.11. Функциональная структура пункта управления

ных на щитах, отдельных панелях, пультах, приставках к пульту.

ЦПУ обычно располагают в специальном помещении (здании), не имеющем непосредственного «соседства» с производственными участками (цехами) предприятия; в нем поддерживают необходимые комфортные условия для человека и оборудования АСУ (температура среды, вентиляция, уровни шума и вибрации и другие условия должны удовлетворять требуемым нормам).

Функциональная структура ПУ (рис. 8.11) предусматривает подразделение общего контура управления *ОК* на автоматический *А* и эргономический *Э*. Внутренний эргономический контур *Э1* обеспечивает оператору возможность контроля и управления основным автоматом, предназначенным для достижения полностью формализованных целей управления (защита, стабилизация и т. п.). Внешний эргономический контур *Э2* обеспечивает оператору возможность контроля и управления непосредственно объектом в случае неформализованных целей управления и выполняет (по крайней мере частично) функции основного автомата при его выходе из строя.

Сенсорные и моторные блоки содержат в своем составе поля, на которых сосредоточены индикаторы (устройства контроля, передающие информацию оператору), ключи, кнопки и другие устройства, воспринимающие от оператора управляющие воздействия.

Мнемонические фрагменты (*мнемосхемы*) представляют собой одно из средств, призванных облегчить работу оператора, помочь ему среди множества контролируемых параметров выявить те, которые требуют его непосредственного вмешательства, облегчить восприятие общей картины протекания технологиче-

ского процесса в целом или на отдельных его участках.

Информация о важнейших параметрах и состоянии исполнительных механизмов отображается на мнемосхеме индивидуально, информация о второстепенных параметрах может обобщаться в том или ином виде.

Мнемосхема чаще всего несет в существующих системах управления чисто информационные функции, хотя используются (например, при управлении энергосетями) и мнемосхемы, на которых наряду с различного рода индикаторами располагаются органы управления, в основном двухпозиционного типа.

Мнемосхемы обычно составляют за основу упрощенных технологических схем, в которые вводят различные сигнальные элементы и надписи, при сохранении графического подобия взаиморасположения технологических линий и т. п. Мнемосхемы не должны быть перегружены изображениями агрегатов и технологическими связями, затрудняющими их чтение. Мнемосхема должна отражать логику управления объектом, т. е. выделять те узловые места объекта, знание состояния которых позволяет оператору судить о состоянии объекта в целом. Эффективное кодирование отдельных элементов мнемосхем повышает их наглядность.

Для обозначения технологических параметров на мнемосхеме используют символы, напоминающие стилизованные изображения букв (*P* — символ давления, *G* — символ расхода, *t* — символ температуры), принятых для обозначения этих величин или датчиков. Примеры символов показаны на рис. 8.12. На элементы мнемосхем могут наноситься их цифровые коды. Для двухпозиционных состояний органов управления «открыто» и «закрыто» применяют кодирование цветом и формой: положение «открыто» сигнализируется светящейся зеленой линией на символе, ориентированной вдоль технологического потока, а положение «закрыто» — красной линией, расположенной поперек потока.

Пример исполнения фрагмента мнемосхемы показан на рис. 8.13.

Выбор видов отдельных элементов мнемосхемы (условных знаков и символов, отсчетных частей контрольно-измерительных приборов, шрифтов для надписей, конфигураций цифр и т. д.) подробно рассмотрен в специальной инженерно-психологической литературе [8].

Универсальными средствами экранного типа, не накладывающими практически никаких ограничений на фрагментный метод контроля и управления, являются цветные ЭЛИ (дисплеи), снабженные клавиатурой

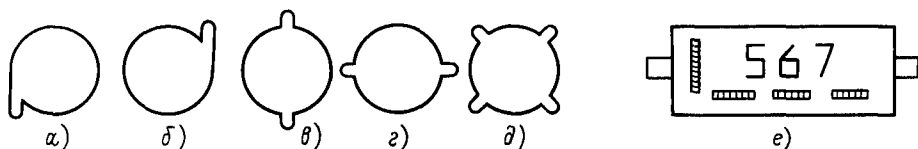


Рис. 8.12. Примеры символов на мнемосхемах:

а — контроль давления; б — контроль расхода среды; в — контроль температуры; г — контроль уровня; д — контроль химического состава; е — обозначение двухпозиционного органа управления

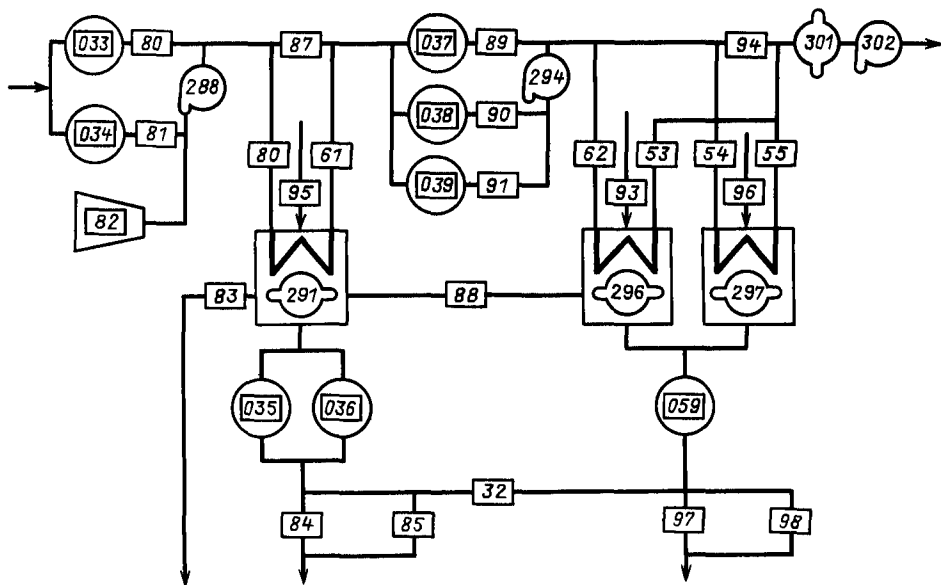


Рис. 8.13. Фрагмент мнемосхемы (участок сетевых подогревателей) с кодами элементов: контроль температуры воды — 301; давления — 288, 294, 302; уровня в подогревателях — 291, 296, 297; прямоугольниками обозначены органы управления (электродвигатели насосов и задвижки), кружками — насосы

и сочлененные со средствами вычислительной техники.

Средства экранного типа создали реальную основу для полной унификации операторских залов ЦПУ в аппаратном плане на базе унифицированного экрана, что позволяет существенно сократить размеры стационарных мнемосхем, а в ряде случаев вообще их не использовать. Специфика АСУ ТП определяет общую структуру операторского зала, и в частности число рабочих мест.

Переход к средствам экранного типа сопровождается унификацией *конструктивов*, из которых komponуются щиты и пульты. Конструктивы обеспечивают полную завершенность прогрессивного элементного принципа построения средств связи с оператором и индустриализацию процесса создания централь-

ных пунктов и местных постов управления для конкретных АСУ ТП.

По мере роста степени централизации и автоматизации контроля и управления и с переходом к универсальным экранам основным рабочим местом становится пульт (зоны 1 и 2 на рис. 8.14), дополненный зоной первичной ориентации мнемонического типа (зона 3, расположенная перед пультом). Зоны, расположенные слева и справа, предназначены для расширения фронта обслуживания в условиях резкого возрастания потока заявок на оператора (например, в переходных режимах, когда один оператор не в состоянии обслужить этот поток) или для размещения оборудования, резервирующего контроль и управление (например, для размещения следящих станций с «двойным» управлением: кодо-

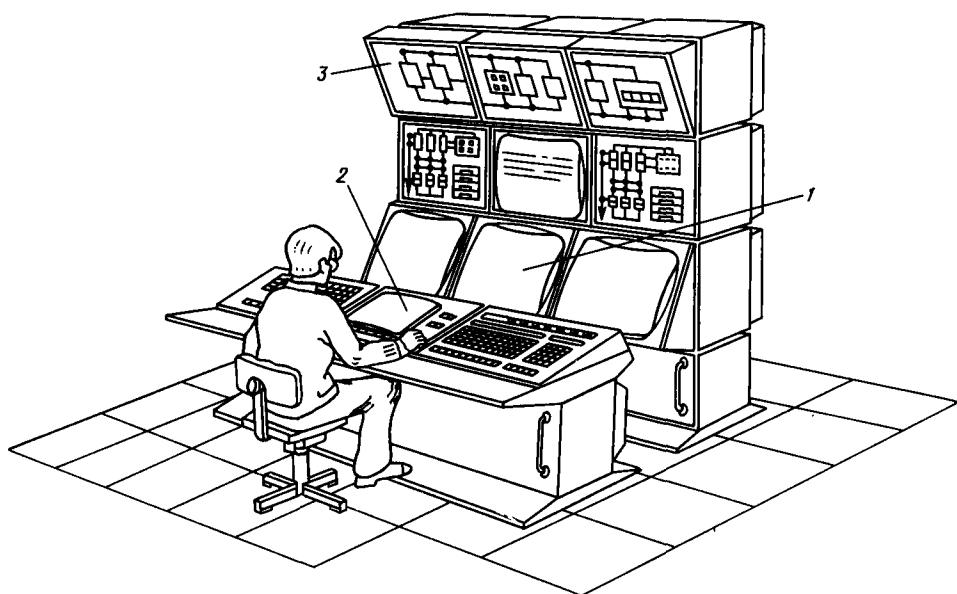


Рис. 8.14. Рабочее место оператора, оснащенное средствами представления информации экранного типа

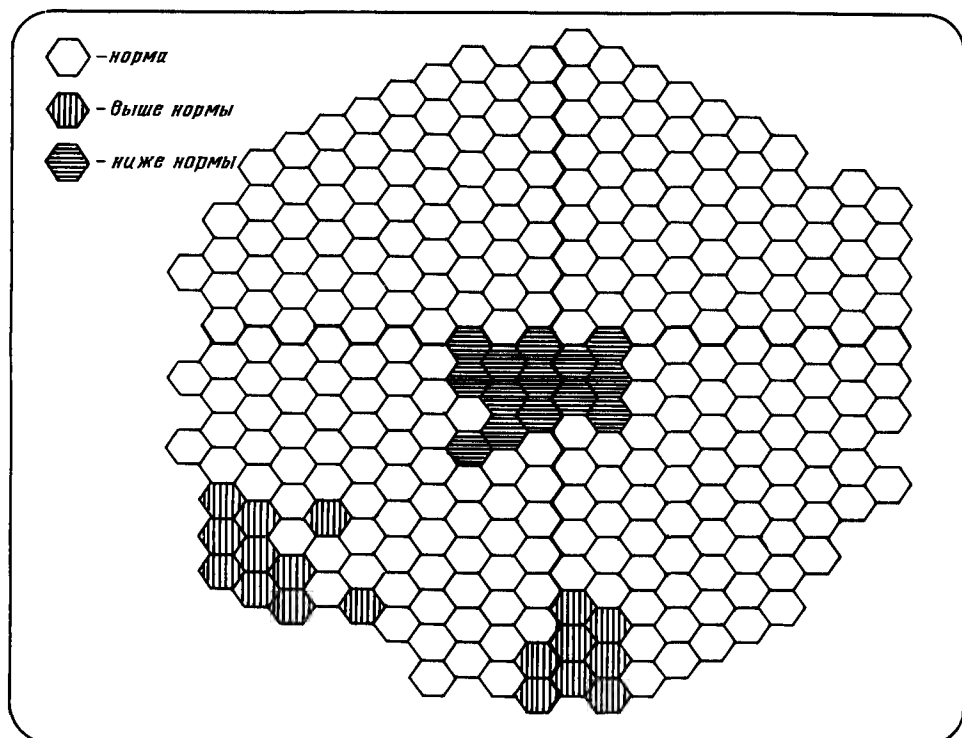
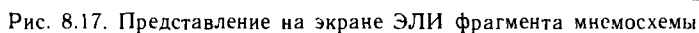
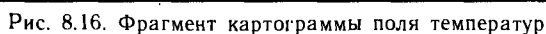


Рис. 8.15. Картограмма поля температур реактора АЭС



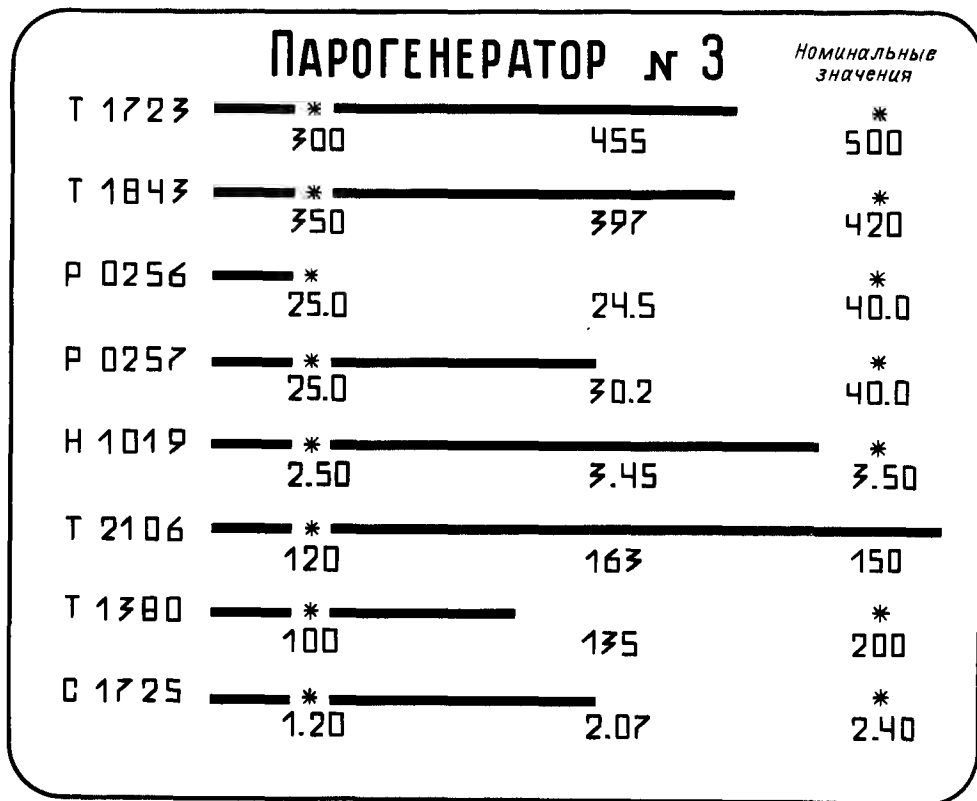


Рис. 8.18. Представление на экране ЭЛИ диаграммы мгновенных значений контролируемых переменных парогенератора (горизонтальные линии) с указанием индекса, масштаба и номинальных значений

вым управлением от ЭВМ или от оператора и ручным индивидуальным управлением).

Основные разновидности отображаемой на дисплее информации — мнемосхемы, таблицы, графики значений параметров, тексты советов и рекомендаций оператору, картограммы.

Цветное изображение облегчает восприятие информации оператором. На цветных мнемосхемах значения параметров, находящихся в пределах нормы, обозначаются зеленым цветом, параметры, отклонившиеся от нормы, выделяются красным цветом и миганием.

Например, картограмма активной зоны реактора атомного энергоблока (рис. 8.15) дает обобщенную информацию о тепловом состоянии твэлов: температура элемента в норме — зеленый цвет, выше нормы — красный и ниже нормы — фиолетовый. Для получения информации о значениях температуры элементов оператор вызывает фрагмент картограммы, на котором обозначены адреса

(верхний номер) и значение температуры (рис. 8.16).

На экране могут быть представлены фрагменты мнемосхемы части энергоблока (рис. 8.17), диаграммы, дающие обобщенную информацию о значениях температур, давлений, уровней, содержания в парогенераторе (рис. 8.18), графики изменения во времени параметров или их значения в табличной форме.

8.2. СОСТАВ АСУ ТП

Состав конкретной АСУ ТП должен соответствовать общим техническим и частным требованиям, содержащимся в «Техническом задании» на ее создание [11, 28].

АСУ ТП в целом должна:

управлять технологическим объектом в соответствии с принятым критерием функционирования;

выполнять все возложенные на нее функ-

ции в соответствии с назначением и целью

управления;

обеспечивать возможность взаимодействия

ниа смежных уровней иерархии и другими

АСУ ТП, т. е. обладать свойством техниче-

ской и информационно совместимости;

обладать требуемыми метрологическими

характеристиками измерительных каналов,

уровнем надежности и быстродействиям;

отвечать эргономическим требованиям

в части способов, форм представления инфор-

мации оператору, размещение технических

средств и т. д.;

допускать возможность дальнейшего мо-

дернизации и развития.

Кроме того, указываются другие требова-

ния к конкретной АСУ ТП по согласованию

между ее разработчиком и заказчиком.

В состав АСУ ТП входят организацион-

ное, информационное, техническое, матери-

альное, программное, инженерное, право-

вое обеспечение и оперативный персонал [12].

Организационное обеспечение АСУ ТП

представляет собой совокупность описа-

ния функций, технических и организаци-

онной структуры, инструкций и регламентов для

оперативного персонала в составе АСУ ТП.

Организационное обеспечение должно:

содержать совокупность правил и пред-

писаний, обеспечивающих требуемое взаимо-

действие оперативного персонала с комплек-

сом технических средств и между собой во

время работы системы;

быть представлено в виде инструкций по

эксплуатации и регламента работы систем,

включая указанные оперативному персоналу

АСУ ТП о порядке действий в предаварийных

и аварийных ситуациях.

Оперативный персонал АСУ ТП со-

стоит из:

технологов-операторов (диспетчеров,

осуществляющих контроль и управление ТОУ

на основании инструкций и рекомендаций по

в АСУ ТП;

эксплуатационного персонала АСУ ТП,

обеспечивающего правильность функциониро-

вания комплекса технических средств АСУ ТП.

Организационная структура АСУ ТП от-

ражает состав и взаимодействия оперативного

персонала систем, а также его соподчинен-

ность с персоналом других, смежных уровней

управления.

Информационное обеспечение АСУ ТП

представляет собой совокупность реализован-

ных решений по объемам, размещению и фор-

мам организации информации, циркулирую-

щей в системе управления при ее функциониро-

ровании. Оно включает нормативно-справоч-

ную информацию АСУ, необходимые классифи-

кационные технико-экономические и информацион-

ные функции, реализуемые с помощью кана-

лов АСУ с использованием информации от

датчиков, определяются метрологическими

обеспечением АСУ. Метрологическое обеспе-

чение устанавливает научные и организацион-

ные основы, технические и программные сред-

ства, правила и нормы единства и заданной

точности измерений и в процессе функциониро-

вания, наладки и испытания АСУ.

Техническое обеспечение АСУ ТП. Терми-

ном «техническое обеспечение АСУ ТП» при-

нато определять комплекс технических

средств, обеспечивающих функционирование

АСУ ТП и реализацию всех функций систем.

В состав технического обеспечения входят

средства получения, преобразования, перера-

чи и отображения информации, управления,

вычислительные и исполнительные устройства,

приборы и устройства, необходимые для на-

ладки и проверки работоспособности КТС

АСУ ТП, и запасные приборы. Технические

характеристики используемых средств АСУ

ТП должны обеспечивать взаимозаменяемость

одноименных технических средств, выбираться

с учетом воздействия окружающей среды и

обеспечивать безопасную эксплуатацию

систем.

Состав технических средств, наиболее ха-

рактерных для АСУ ТП, показан на рис.

8.19.

Непосредственно на объекте управления

устанавливаются:

датчики, воспринимающие значения на-

раметров процесса (давления, расходов газов

или жидкостей, температуры, электрической

мощности, уровня жидкостей и т. д.);

сигнальные двухпозиционные устройства,

дающие информацию о состоянии (включе-

нии или выключении) того или иного оборудо-

дования;

исполнительные органы, реализующие ин-

формационные воздействия путем открытия кла-

панов и заслонок, изменяющих частот вращения

двигателей, режима работы насосов и т. п.

В непосредственной близости от техноло-

гических объектов располагают местные щиты

управления, на которых монтируют регулято-

ры, вторичные приборы (показывающие

2 и самонастраивающиеся 3), органы управления 4,

а также другие устройства и узлы локальной

автоматики. Местные щиты не являются по-

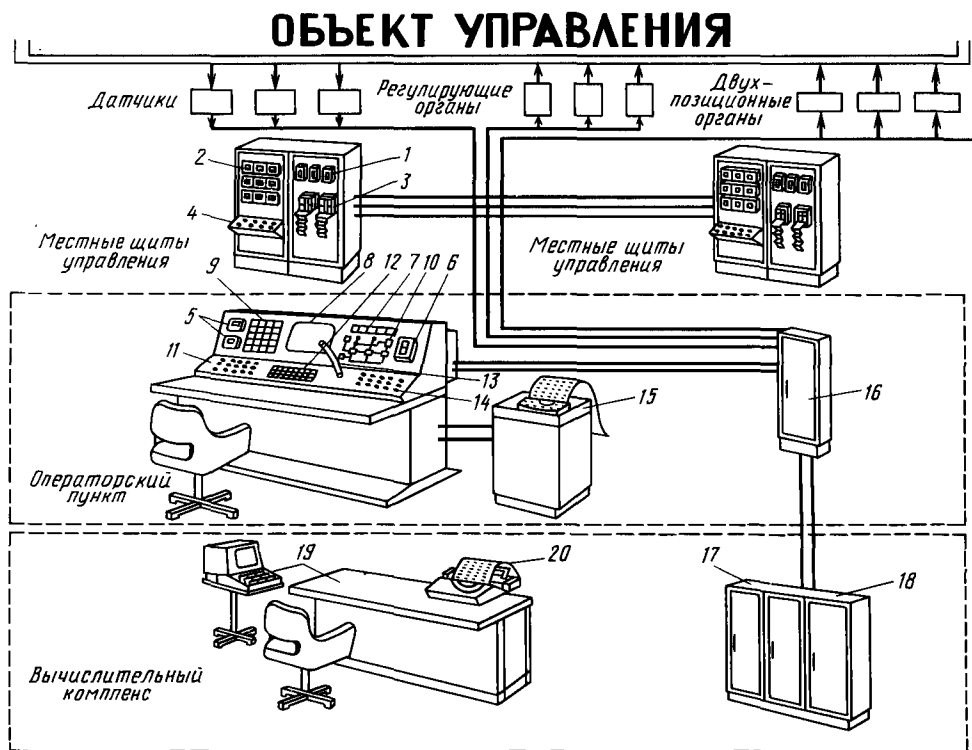


Рис. 8.19. Комплекс технических средств АСУ ТП

стоянным рабочим местом персонала, ими пользуются обходчики, сменные мастера по мере надобности. Оператор, ведущий технологический процесс всего объекта управления, постоянно находится в центральном пункте управления, который оборудован щитами, пультами, алфавитно-цифровым печатающим устройством 15 для регистрации параметров по вызову оператора и кроссовым шкафом 16.

На панели пульта установлены вторичные приборы (показывающие 5, самопишущие 6), цифровые приборы 7, показывающие по вызову оператора адрес (номер) и значение индицируемого параметра, электронно-лучевые индикаторы 8 для представления оператору таблиц, буквенно-символьной и графической информации, сигнальные табло 9, которые сообщают оператору те или иные рекомендации по ведению управляемого процесса. Имеется мнемоническая схема 10, соответствующая технологическому процессу и дающая оперативную информацию о состоянии объекта.

На пульте оператора устанавливаются: дистанционные задатчики регуляторов 11, позволяющие оператору изменять уставки регуляторов, установленных на местных щитах;

клавиатуру 12 для вызова показаний на цифровые приборы 7; средства цеховой связи 13 (телефонный коммутатор или селектор, громкоговорящая связь и т. п.); ключи дистанционного управления 14.

На центральном пункте размещается вычислительный комплекс АСУ ТП. В его состав входят:

устройства информационной подсистемы 17 (коммутаторы сигналов от датчиков, аналого-цифровые преобразователи, устройство выработки отклонений параметров, устройство памяти предельных значений параметров, устройство масштабирования для преобразования относительных показаний датчиков в абсолютные, устройства опроса состояний сигнальных двухпозиционных органов и др.); устройства управляющей подсистемы 18 [процессор, оперативное запоминающее устройство, внешние запоминающие устройства на магнитных дисках и лентах, устройство мультимплексной (селекторной) связи с другими устройствами вычислительного комплекса, цифроаналоговые преобразователи, устройства аналогового и кодового управления регуляторами, исполнительными механизмами, орга-

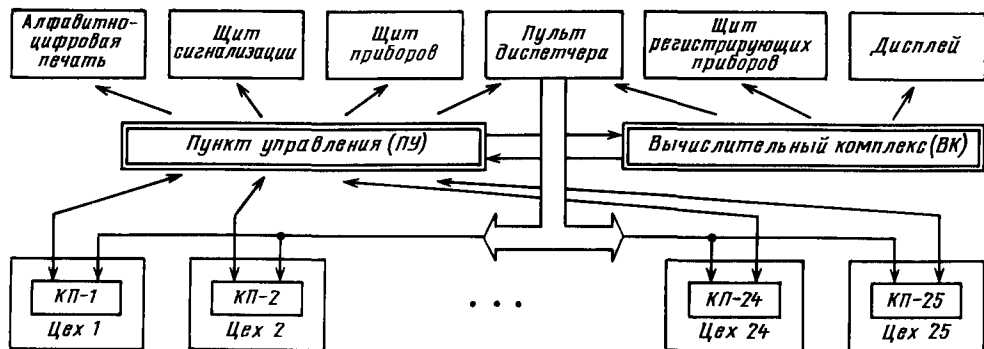


Рис. 8.20. Укрупненная техническая структура АСУ производством с рассредоточенными объектами

нами сигнализации на пульте оператора и др.];

инженерный пульт оператора ЭВМ и программиста 19 с видеотерминалом, устройствами ввода-вывода и алфавитно-цифровой печати, печатающим устройством 20.

Совокупность всех технических средств и связей, отображающих информационный обмен между устройствами, представляют в виде структуры комплекса технических средств АСУ ТП. Структура КТС АСУ ТП должна содержать все основные самостоятельные средства, необходимые для выполнения функций системы, и представляется в виде схемы, сопровождаемой пояснительным текстом.

Пример укрупненной технической структуры АСУ производством, состоящим из нескольких цехов, показан на рис. 8.20. Информация от объекта управления поступает через устройство телемеханики из нескольких (до 25) контролируемых пунктов КП, установленных в цехах и связанных с пунктом управления ПУ двухпроводной связью. Аппаратура ПУ связана с вычислительным комплексом и имеет выходы на пульт диспетчера, щит сигнализации, щит регистрирующих приборов и аппаратуру алфавитно-цифровой печати; ВК передает данные на щит регистрирующих приборов и связан с пультом диспетчера и с дисплеями.

Математическое обеспечение АСУ ТП.

Под математическим обеспечением АСУ ТП понимается совокупность математических методов, моделей и алгоритмов, используемых при разработке и функционировании таких систем. С расширением применения вычислительной техники в АСУ ТП их математическое обеспечение (вместе с построенным на его основе программным обеспечением) приобретает все большее значение и становится

соизмеримым с комплексом используемых технических средств или превышает его по стоимости.

Математическая формулировка задачи управления включает математическую модель объекта, критерий управления и ограничения.

Для представления модели в аналитической форме необходимо знание физической природы управляемого объекта, его структуры и конструктивных особенностей. Если характеристики управляемого объекта подвержены изменениям, то соответствие модели объекту должно непрерывно проверяться и уточняться на основе информации о состоянии объекта.

Вычислительные комплексы, входящие в АСУ, накапливают информацию об управляемом процессе в виде совокупности значений измеряемых параметров, сведений о состоянии оборудования и других данных и перерабатывают эту информацию с целью выработки управляющих воздействий. Переработка информации в ВК осуществляется по алгоритму, который определяет, каким образом, располагая информацией о процессе, полученной на основе измерений, и зная ограничения, накладываемые на процесс, выбирать целесообразные управляющие воздействия в различных производственных ситуациях. Алгоритм, выполняемый ВК, примерно соответствует тем рассуждениям и вычислениям, которые должен был бы произвести сам оператор при отсутствии вычислительной машины. Такой алгоритм-инструкция, выраженный на формальном языке математических формул и логических условий, определяет последовательность действий, каждое из которых соответствует выполнению вычислительной машиной (или другими техническими средствами) определенной элементарной операции.

Применительно к АСУ говорят об

алгоритмах управления. Алгоритм управления – это формальная инструкция по обработке информации об управляемом процессе, полученной на основе измерений, для выработки целесообразных управляющих воздействий. Алгоритм управления, отражающий общую цель системы управления, может быть расчленен на подалгоритмы, соответствующие отдельным задачам (функциям) системы управления.

Алгоритмическая структура задачи может быть изображена с различной степенью детализации. При детализации алгоритма разрабатывается подробное описание каждого блока. Оно включает математические формулы, логические условия их взаимосвязей, время исполнения отдельных блоков и другие необходимые характеристики.

Программное обеспечение (ПО) представляет собой совокупность программ и необходимой программной документации, предназначенных для реализации всех функций АСУ ТП и обеспечивающих заданное функционирование комплекса технических средств АСУ ТП и предполагаемое развитие системы.

Под программой принято понимать алгоритм, представленный в форме, воспринимаемой вычислительной машиной.

Программа, реализующая некоторую функцию АСУ ТП, называется *функциональной*. Для каждой функциональной программы АСУ ТП существует регламент ее исполнения. Он может включать один или несколько из указанных ниже режимов исполнения программ:

- 1) периодическое включение программы через заданный интервал времени T ;
- 2) включение программы в заданное время суток;
- 3) включение программы по требованию другой программы;
- 4) включение программы по требованию оператора.

Примером периодически выполняемой программой может служить программа, осуществляющая регулирование технологического параметра по типовому закону, например ПИД-регулирование (см. п. 8.4.3). Периодичность включения такой программы может составлять секунды или минуты. В заданное время суток исполняется программа расчета технико-экономических показателей работы цеха (установки) за прошедшую смену (сутки). По требованию оператора включаются, например, программы, осуществляющие пуск (или останов) агрегата.

Характерной чертой ПО АСУ ТП является многочисленность программ (в работе системы может участвовать до 100 и более программ).

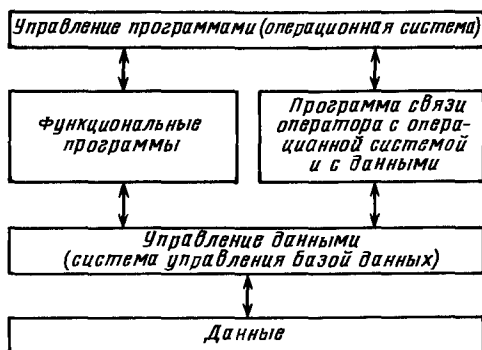


Рис. 8.21. Схема программного обеспечения АСУ ТП

Так как включение в работу каждой программы должно осуществляться по своему регламенту, то могут иметь место ситуации, когда одновременно несколько программ будут требовать своего исполнения. При этом должны быть обеспечены следующие возможности:

- 1) в соответствии с некоторым алгоритмом последовательно исполнить все программы, ожидающие своего исполнения;
- 2) в соответствии с характеристикой важности программ (эту характеристику называют *приоритетом*) в первую очередь исполнять те программы, которые в данный момент важнее.

Для хранения программ АСУ ТП используют несколько видов памяти: постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), магнитные диски (НМД), магнитные ленты (НМЛ), перфолисты.

В регламенте исполнения программ их различие заключается в том, что устройство исполнения программ затрачивает существенно разное время на обращение к программам, хранящимся в запоминающих устройствах разных видов. Это время возрастает от ПЗУ к НМЛ.

Понятие «программное обеспечение (ПО) АСУ ТП» охватывает совокупность всех программных средств, участвующих в функционировании АСУ ТП. Известны большое число элементов программного обеспечения и сложная логическая схема их взаимодействия. Однако общая структура ПО АСУ ТП достаточно проста (рис. 8.21) и содержит следующие основные элементы: данные, функциональные программы, системы управления данными и программы связи оператора с системами управления. На систему управления программами кроме собственно выполнения команд программы возлагаются задачи, связанные с исполнением большого числа программ по

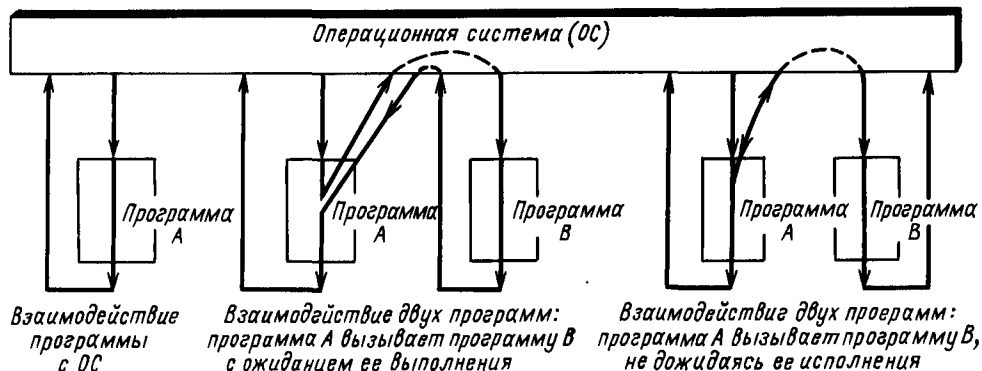


Рис. 8.22. Схема взаимодействия программ с операционной системой

разнообразным регламентам, и функции подготовки данных к обработке.

Функции управления в современных УВМ реализованы программно (а не аппаратно) и представляют собой часть программного обеспечения АСУ ТП. Одну часть этого программного обеспечения можно назвать *управлением программами*, а вторую — *управлением данными*. В документации на программное обеспечение УВМ понятию *управление программами* соответствует термин операционная система (ОС). Набор функций реальных операционных систем значительно шире, чем только *управление программами*.

Основные режимы взаимодействия ОС с программами показаны на рис. 8.22. Иницирует (включает) в работу программу ОС. Она же фиксирует момент завершения работы программы. Причинами для включения программы могут быть: наступление заданного момента времени, окончание заданного интервала (периода), поступление требования оператора. Взаимодействия программ также осуществляются через операционную систему. На рис. 8.22 показаны две возможности во время выполнения программы А вызвать (включить) программу В. В первом случае операционная система после вызова программы В исполнит ее и лишь затем продолжит выполнение программы А. Например, если программа А описывает последовательность действия по пуску технологического агрегата, а программа В осуществляет пуск одного из аппаратов, то необходимо именно такое взаимодействие программ.

Во втором случае после вызова программы В продолжается выполнение программы А. Например, если при выполнении программы А обнаружено допустимое отклонение от технологического регламента, о котором нужно сообщать оператору-технологу, и это осуще-

ствляет программа В, то после ее вызова операционная система разрешает завершение программы А и выполнение программы В.

Понятию *управление данными* в современных УВМ соответствует обеспечение, именуемое *системой управления базой данных* (СУБД). Основной задачей СУБД является организация хранения данных в устройствах памяти нескольких видов и выдача функциональным программам данных в той форме, в какой они нужны для обработки. Роль СУБД в АСУ ТП в последнее время значительно возросла. Это связано с тем, что обеспечить информационную взаимосвязь десятков программ так же сложно, как и их взаимодействие между собой в реальном времени. Укрупненно данные можно разделить на два вида: локальные (для одной программы) и глобальные (общие для нескольких программ). Такое деление позволяет рационально обслуживать каждый вид данных; в частности, оно дает возможность программисту программы А не знать о данных программы В; данные могут храниться в памяти того вида, который по скорости доступа соответствует требованиям, предъявляемым к программам А и В.

Обычно СУБД обладают набором функций, которые позволяют, обращаясь к СУБД из программы или с пульта оператора, объявить о существовании нового элемента данных, сообщить его имя и технические характеристики, позволяющие СУБД отвести для него место; узнать значение элемента по его имени; изменить значение элемента;

узнать характеристики элемента данных (тип, место хранения, достоверность).

Важной частью программного обеспечения АСУ ТП являются программы, обеспечивающие связь людей (разнообразных специалистов) с операционной системой и с данными.

Программные элементы ПО АСУ ТП делятся на два класса; *общее программное обеспечение и специальное.*

Общее программное обеспечение — это часть программного обеспечения АСУ ТП, представляющего собой совокупность программ, необходимых для функционирования собственно вычислительного комплекса вне зависимости от особенностей АСУ и от конкретного набора выполняемых ею функций. К этой группе относятся:

программа-диспетчер, координирующая работу отдельных программ и устройств вычислительного комплекса и организующая «очередь» разных программ и устройств;

программы управления устройствами вычислительного комплекса;

служебные программы, например для формирования таблиц при печати результатов расчетов;

стандартные подпрограммы для вычисления часто встречающихся функций;

трансляторы с алгоритмических языков (АЛГОЛ, ФОРТРАН и др.);

тесты для проверки исправности устройств вычислительного комплекса и локализации места повреждений и др.

Общее программное обеспечение поставляется в комплексе со средствами вычислительной техники.

Специальное программное обеспечение — это часть программного обеспечения, разрабатываемого при создании конкретной АСУ и включающая программы реализации управляющих, информационных и вспомогательных функций (обеспечение заданного функционирования технических средств системы, проверка правильности ввода информации, контроль за работой системы и т. п.); оно разрабатывается на базе и с использованием программ общего программного обеспечения. При этом необходимо выполнение следующих условий:

1) программное обеспечение должно быть достаточным для выполнения всех функций, реализуемых с участием программируемых средств КТС АСУ ТП;

2) должна быть обеспечена возможность расширения программного обеспечения с учетом перспектив развития АСУ ТП в пределах, предусмотренных техническим заданием на систему;

3) программное обеспечение должно предусматривать необходимый контроль информации, источником которой являются технологический объект управления и оперативный персонал АСУ ТП.

Специальное программное обеспечение содержит следующие основные функциональные программы:

сглаживания (фильтрации) сигналов датчиков;

обнаружения выхода параметров за допустимые пределы;

вычисления технико-экономических показателей работы технологических агрегатов;

определения опасных (аварийных, пред-аварийных) ситуаций на объекте управления;

вычисления управляющих воздействий;

оптимизации технологического процесса.

8.3. СТАДИИ СОЗДАНИЯ АСУ ТП

Создание (развитие) АСУ ТП, соответствующей заданным требованиям, осуществляется путем выполнения совокупности упорядоченных во времени, взаимно связанных, объединенных в стадии и этапы работ. ГОСТ 24.601-86 устанавливает следующие стадии создания автоматизированных систем (АС): исследование и обоснование создания АС; техническое задание; эскизный проект; технический проект; рабочая документация; изготовление несерийных компонентов комплекса средств автоматизации; ввод АС в действие. Стадии состоят из совокупности этапов работ.

Исследование и обоснование создания АСУ ТП включает этапы обследования (сбора и анализа данных) автоматизируемого объекта, в ходе которого также собираются и анализируются данные об отечественных и зарубежных аналогах, и разработки и оформления требований к системе управления.

При обследовании объекта важно вскрыть причины потерь, связанных с недостатками существующей системы управления, являющимися обычно следствием: ограниченных возможностей человека при «ручном» управлении сложным объектом; неправильного распределения информационных потоков; отсутствия приборов для измерения важных параметров объекта или органов управления для изменения каких-либо материальных или энергетических потоков установки и т. д. Знание всех этих причин позволит априорно оценить эффективность тех или иных решений.

Если АСУ ТП создается впервые для данного объекта, возможность испытаний в реальном масштабе времени до завершения проекта практически исключена. Совместная работа людей и АСУ не может быть начата, пока разработка системы не дойдет до стадии готовых и отлаженных программ и полной проработки операций, выполняемых людьми. Упрощенная модель АСУ неэффективна из-за неадекватности, а равноценная модель в полном масштабе есть не что иное, как сама АСУ.

Поскольку неудачные решения и ошибки сказываются лишь при вводе системы

в эксплуатацию, при разработке АСУ ТП чрезвычайное значение приобретает первая стадия работ, на которой определяются принципиальные решения. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что эта работа составляет по времени и трудоемкости 40—60 % всей разработки.

Эволюция АСУ ТП планируется заранее, в процессе разработки, когда определяется очередность ввода в действие задач, и заключается в постепенном добавлении новых функций в соответствии с планом. Это обстоятельство еще более усиливает значение первых этапов разработки, продуманного плана на длительный период, учета взаимозаменяемости отдельных частей системы, в том числе вводимых в эксплуатацию в разное время. При разработке и вводе в эксплуатацию первой очереди и АСУ ТП надо продумать сопряжение задач этого этапа с задачами, которые планируется ввести при эволюции системы.

В разработке важны процедуры, связанные с переработкой информации людьми. Необходимо разработать эти процедуры и предусмотреть реакции в случае их нарушения. Особое внимание следует уделить процессу подготовки людей для работы по этим процедурам, разработке рабочих инструкций, обучению, тренировке, выявлению и устранению ошибок и т. д.

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) состоит в формировании заказчиком обоснованного предложения о целесообразности создания АСУ ТП с определенными основными функциями и техническими характеристиками. Ответственность за разработку ТЭО системы несет заказчик, а основанием для выполнения ТЭО является решение руководства предприятия или вышестоящих организаций; ими же определяются сроки проведения работ и источники и объемы финансирования работ. Разработка ТЭО проводится заказчиком системы совместно с генеральной проектной организацией с привлечением при необходимости специализированных организаций, в частности предполагаемого разработчика системы.

Для реализации указанной выше цели проводится анализ известных применений АСУ ТП для аналогичных объектов и обследование существующих объектов и системы управления, что позволяет в случае положительного решения разработать обоснованные с позиций заказчика исходные технические требования к АСУ ТП.

Разработка ТЭО в общем случае включает:

определение программы работ, необходимых для обоснованного предложения о целе-

сообразности создания АСУ ТП и выработки исходных технических требований к системе;

предварительную оценку затрат на создание АСУ ТП и эффективности, связанной с устранением выявленных недостатков существующей системы управления.

Результатом выполнения стадии «Исследование и обоснование создания АСУ ТП» являются научно-технический отчет, технико-техническое задание, ТЭО или заявка на создание АС.

Техническое задание включает следующие этапы: научно-исследовательские работы, разработку аванпроекта, технического задания на АСУ ТП в целом и при необходимости — частных ТЗ на подсистемы АС. Научно-исследовательские работы допускается выполнять на предшествующей стадии или других стадиях разработки АСУ ТП.

Исходными материалами для работ стадии технического задания являются технико-экономическое обоснование и технические требования к системе.

Предпроектные научно-исследовательские работы состоят в проведении исследований наиболее сложных задач управления для предварительного выбора методов их решения. На этом этапе выполняются следующие работы:

анализ технологического процесса как объекта управления;

анализ информационных потоков, формулировка критерия управления и ограничений;

разработка предварительных математических моделей технологического процесса и измерений;

формулировка задач синтеза алгоритмов контроля и управления и предварительный выбор методов их решения.

Формулировка постановок функциональных задач систем заключается в определении функций, которые должна реализовать система, и в уточнении требований к их выполнению. Одновременно производится предварительная оценка возможности реализации этих функций с помощью современных средств автоматизации и вычислительной техники. Как правило, такие исследования проводятся в лабораторных условиях аналитическими методами или путем моделирования на ЭВМ.

Техническое задание на создание АСУ ТП, составленное на основе предварительной эскизной проработки системы, должно состоять из разделов [14]:

наименование АСУ;

основание для создания;

назначение и цель;

требование к АСУ;

требование к составу, содержанию работ

по подготовке объекта к вводу АСУ в действие; показатели эффективности функционирования АСУ;

стадии создания; порядок контроля и приемки; источники разработки (допускается оформлять в виде приложения к ТЗ); приложения.

В зависимости от вида, назначения, специфических возможностей объекта управления и условий функционирования АСУ допускается дополнять содержание разделов или вводить дополнительные разделы.

Техническое задание на АСУ ТП, как правило, разрабатывает организация-разработчик АСУ с участием заказчика АСУ. Результатом выполнения стадии ТЗ является техническое задание на АСУ.

Эскизный проект представляет собой разработку предварительных решений по выбранному варианту АСУ ТП и отдельным видам обеспечения.

Технический проект имеет целью обоснование и разработку основных технических решений создаваемой системы и определение ее сметной стоимости. Основанием для выполнения работ является наличие утвержденного ТЗ на создание системы и документ об их финансировании. Основные участники работ — генеральный разработчик (обычно системный институт) и соисполнитель (проектная организация).

Исходными материалами для разработки технического проекта являются:

утвержденное ТЗ на создание АСУ ТП; технико-экономическое обоснование системы;

научно-технический отчет на стадии ТЗ о работах, проведенных на предшествующих техническом проектировании этапах;

исходные данные заказчика о ТОО, помещениях и сооружениях, электроснабжении и других элементах, необходимых в процессе проектирования.

Техническое проектирование состоит из следующих этапов:

1) разработки окончательных решений по общесистемным вопросам, в том числе по структурам АСУ ТП (функциональной, организационной); процедурам и задачам, реализуемым системой; процессу функционирования системы и при необходимости — из выдачи частных технических заданий на разработку видов обеспечения АСУ ТП или видов обеспечения подсистем АСУ ТП;

2) разработки решений по организационному обеспечению, включая разработку плана мероприятий по подготовке к внедрению АСУ ТП;

3) разработки решений по техническому обеспечению;

4) разработки или выбора алгоритмов автоматизируемой деятельности;

5) разработки решений по информационному обеспечению;

6) разработки решений по лингвистическому обеспечению;

7) разработки решений по программному обеспечению;

8) разработки решений по методическому обеспечению;

9) разработки проектно-сметной строительной документации;

10) согласования решений по связям видов обеспечения между собой и разработка общесистемной документации на АСУ ТП в целом;

11) составления заказной документации на поставляемые компоненты и комплексы средств автоматизации или технических заданий на их разработку.

Рабочая документация — стадия создания АСУ ТП, на которой выполняются этапы:

1) разработка рабочей документации по информационному обеспечению;

2) разработка рабочей документации по организационному обеспечению;

3) разработка рабочей документации по методическому обеспечению;

4) разработка рабочей документации по лингвистическому обеспечению;

5) разработка или адаптация программ и программной документации;

6) разработка технической документации на технические средства разового изготовления;

7) разработка проектно-сметной строительной документации.

Для простых систем и систем, разрабатываемых с использованием типовых проектных решений, стадии «Технический проект» и «Рабочая документация» объединяются в одну.

В состав технической документации, разрабатываемой при создании АСУ ТП, могут включаться в соответствии с ГОСТ 24.101-80 следующие виды документов:

обоснование, содержащее изложение сведений, подтверждающих эффективность и целесообразность принимаемых решений;

задание, устанавливающее требования к различным объектам и результатам работы;

описание системы, ее частей, принятых решений;

схема — изображение в виде условных обозначений выделенных элементов (частей АСУ, функций АСУ или их частей, объектов управления или их частей) и связей между ними;

чертеж — изображение применяемых при создании АСУ изделий и устройств, планов их расположения, форм документов;

инструкция — подробное описание порядка и правил выполнения заданных действий;

перечень — перечисление в систематизированном виде объектов, предметов;

формуляр системы;

ведомость документов — перечисление в систематизированном виде документов, включенных в проект АСУ;

документация программного обеспечения, организационно-распорядительные документы, патентные формуляры.

Документы в проектах АСУ укомплектовывают на систему или составляющие ее части: подсистему, задачу (комплекс задач), программу (комплекс программ), по виду обеспечения (техническое, программное, информационное и др.). *Технорабочий проект* АСУ может включать все эти типы документов с обозначениями ТП, РП и дополнительные документы в соответствии с отраслевыми стандартами. Комплектность документов технического проекта и рабочей документации регламентируется ГОСТ 24.101-80.

Стадия изготовления несерийных компонентов комплекса средств автоматизации (КСА) подразделяются на этапы изготовления компонентов КСА и его автономной отладки и испытаний.

Ввод в действие АСУ ТП. Целью работ на стадии «Ввод в действие» является физическая реализация системы и передача ее в промышленную эксплуатацию.

Основанием для начала работ по вводу в действие АСУ ТП служит готовность рабочей документации и несерийных компонентов средств автоматизации; работы проводятся в соответствии с планом-графиком, утвержденным организацией-заказчиком и согласованным с организацией-разработчиком и исполнителем. План-график работ по внедрению может предусматривать поочередный ввод системы.

Работы по вводу в действие АСУ ТП делаются на восемь этапов:

1) подготовка организации к вводу АСУ ТП в действие, обучение персонала пользователя;

2) строительно-монтажные работы;

3) комплектация АСУ ТП подготовленными комплексами средств автоматизации, техническими средствами, программными средствами и др.;

4) пусконаладочные работы (комплексная отладка КСА);

5) проведение опытной эксплуатации АСУ ТП;

6) проведение приемочных испытаний (государственных, межведомственных или ведомственных);

7) устранение замечаний, выявленных при испытаниях АСУ ТП;

8) приемка АСУ ТП в промышленную эксплуатацию (внедрение АСУ ТП).

Этапы 1—4 допускается выполнять на предшествующих стадиях создания АСУ в зависимости от конкретных условий разработки. Виды и порядок проведения испытаний при вводе АСУ в действие определяет ГОСТ 24.101—85.

АСУ или отдельно сдаваемая функция АСУ при вводе ее в действие должна пройти *предварительные* и *приемочные испытания*, а также испытания, предусмотренные нормативно-техническими документами, действующими в ведомстве заказчика АСУ. Приемочным испытаниям должна предшествовать ее опытная эксплуатация на объекте управления.

Испытания АСУ проводят в соответствии с документом «Программа испытаний», который готовит разработчик АСУ.

Предварительные испытания АСУ проводят на действующем ТОО для определения ее работоспособности и решения вопроса о возможности приемки АСУ в опытную эксплуатацию.

Продолжительность опытной эксплуатации определяют по срокам, необходимым для проверки правильности функционирования АСУ при выполнении каждой автоматизированной функции и готовности персонала АСУ к участию в выполнении всех автоматизированных функций АСУ. В зависимости от важности объекта управления и АСУ приемные испытания могут быть *государственные, межведомственные, ведомственные*. Приемочной комиссии заказчик и разработчик представлять следующую документацию:

техническое задание на создание АСУ;

проект программы «приемочных испытаний»;

протокол предварительных испытаний АСУ;

акт приемки АСУ в опытную эксплуатацию;

рабочие журналы опытной эксплуатации АСУ;

акты о завершении работ по проверке АСУ в режиме опытной эксплуатации;

техническую документацию на АСУ (по решению приемочной комиссии).

По результатам приемочных испытаний комиссия составляет протокол испытаний и акт о вводе АСУ в действие (или заключение о неприемке АСУ с перечнем необходимых

доработок и рекомендуемыми сроками их выполнения). Акт о вводе АСУ в действие утверждает министерство (ведомство-заказчик).

8.4. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

8.4.1. АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

Автоматической системой управления принято называть совокупность управляемого объекта и автоматического управляющего устройства, взаимодействующих между собой.

Состояние управляемого объекта определяется рядом переменных, характеризующих как воздействие на объект внешней среды и управляющего устройства, так и протекание процессов в самом объекте. Воздействия, выражающие влияние на объект внешней среды, называются *возмущающими*; воздействия, вырабатываемые управляющим устройством, — *управляющими*. Состояние объекта оценивается по *выходным контролируемым переменным*, зависящим от воздействий на управляемый объект. В реальных системах возмущения носят случайный характер и предопределяют случайное изменение выходных переменных. *Управляемыми переменными* могут быть выходные контролируемые или комплексные, непосредственно неконтролируемые величины, зависящие от состояния объекта.

Различают автоматические системы управления с разомкнутой цепью воздействия (рис. 8.23, а, б), в которых входными переменными управляющего устройства (УУ) являются только внешние воздействия, и с замкнутой цепью воздействия (рис. 8.23, в), в которых УУ воспринимает как внешние сигналы, так и выходные переменные объекта.

Если все сигналы в АСУ представлены непрерывными функциями времени, то система называется *непрерывной*, а если какой-нибудь из сигналов в системе изменяется в дискретные моменты времени, — *дискретной*. *Тепловые объекты управления* (см. § 8.5) являются непрерывными физическими системами, а автоматическое управляющее устройство или регулятор может быть как непрерывным, так и дискретным. В зависимости от вида применяемого УУ или АР дискретные системы подразделяют на *релейные*, *импульсные* и *цифровые* [42].

Системы управления с замкнутой цепью воздействия, в которых функции УУ выполняет управляющая вычислительная машина (УВМ), — это дискретные (цифровые) системы.

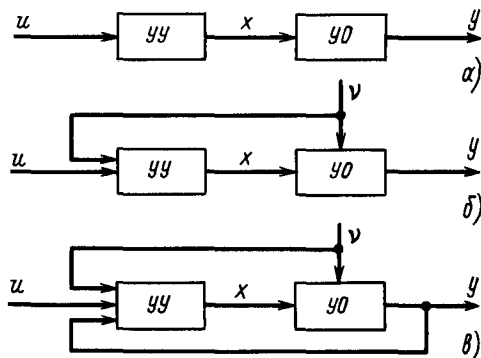


Рис. 8.23. Структуры автоматических систем управления:

а — с разомкнутой цепью воздействия; б — с разомкнутой цепью воздействия, вырабатываемых в соответствии с целью управления и учетом возмущений; в — с замкнутой цепью воздействия

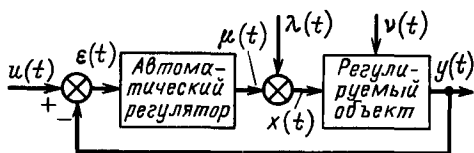


Рис. 8.24. Схематическое изображение АСУ

В состав задач автоматического управления включаются задачи *автоматического регулирования*. Автоматическим регулированием называется автоматическое поддержание постоянного значения или изменение по некоторому закону регулируемой величины, осуществляемое путем измерения этой величины или действующих на объект возмущений, выработки регулирующего воздействия и передачи его на регулирующий орган объекта. *Автоматическая система регулирования (АСР)* состоит из регулируемого объекта и автоматического регулятора (рис. 8.24).

По виду управляющего воздействия автоматические системы подразделяют на:

- 1) стабилизирующие, поддерживающие управляемую (регулируемую) величину постоянной;
- 2) программные, обеспечивающие изменение управляемой величины в соответствии с заданной программой;
- 3) следящие, обеспечивающие изменение значения управляемой величины в зависимости от неизвестного заранее значения некоторой переменной величины;
- 4) экстремальные, поддерживающие управляемую величину на экстремальном значении.

В зависимости от исходных данных и цели исследования различают задачи *анализа* и *за-*

Таблица 8.3. Задачи исследования автоматических систем управления

Исходные данные	Цель исследования	Задача исследования	
		Анализ	Синтез
Входное воздействие, свойства системы	Процесс на выходе системы	Определение характеристик процесса на выходе системы: максимального отклонения, установившейся ошибки, дисперсии и т. п. Идентификация системы (определение математической модели системы)	—
Входное воздействие, процесс на выходе системы	Свойства системы	—	Разработка системы, обеспечивающей при заданном входном воздействии желаемый процесс на выходе — синтез оптимальной системы
Свойства системы, процесс на выходе системы	Входное воздействие	Определение входного воздействия или его характеристик	Поиск входного воздействия, обеспечивающего при заданных свойствах системы желаемый выход — синтез оптимального управления системой

дачи синтеза систем управления или их элементов (табл. 8.3).

Для исследования автоматических систем управления необходимо располагать математическим описанием их свойств и действующих в системе сигналов. Такое описание называют *математической моделью* системы.

8.4.2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Системы и технологические объекты управления являются частным случаем *динамических систем* [16]. Их виды и определения приведены в табл. 8.4.

Теплотехнические объекты управления характеризуются высокой сложностью и в общем случае являются инерционными, вероятностными, многомерными, нелинейными, нестационарными динамическими системами, описываемыми дифференциальными уравнениями в частных производных.

При исследовании систем управления тепловыми процессами используются математические модели объектов управления. В зависимости от решаемой задачи реальному объекту управления могут соответствовать различные математические модели (рис. 8.25).

Большинство задач, связанных с исследованием АСР тепловых объектов, решается на основе инерционной, детерминированной, одномерной (многомерной), линейной, стационарной математической модели объекта с сосредоточенными параметрами. Такая модель позволяет применять при исследовании *прин-*

цип суперпозиции и использовать эффективные математические методы теории аналитических функций и обеспечивает достаточную для практики точность результатов.

Возможность широкого использования линейных моделей при исследовании АСР тепловых объектов определяется тем, что имеющее место нелинейности непрерывны и моно-

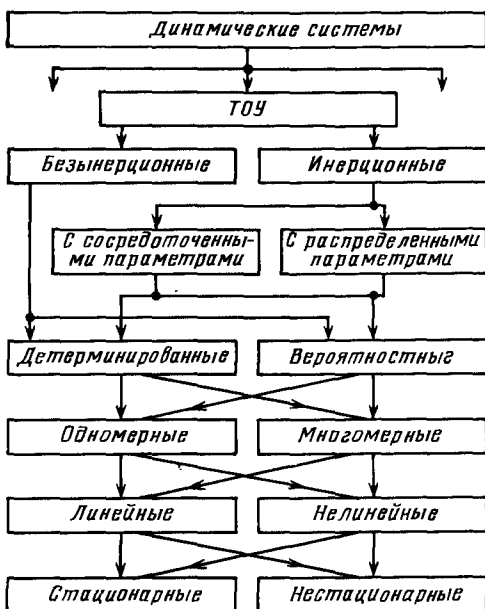


Рис. 8.25. Виды математических моделей ТОУ

Т а б л и ц а 8.4. Виды динамических систем

Вид системы	Определение системы	Вид системы	Определение системы
Безынерционная	Значение выходного сигнала в любой момент времени зависит только от значения входного сигнала в тот же момент времени	Инерционная	Значение выходного сигнала в некоторый момент времени зависит от значения входного сигнала в тот же и предшествующие моменты времени
Детерминированная	Характеризуется однозначным или взаимнооднозначным соответствием реализаций входного и выходного сигналов	Вероятностная	Соответствие реализаций входного и выходного сигналов определяется в вероятностном смысле
Одномерная	Входной и выходной сигналы являются скалярными процессами	Многомерная	Входной и выходной сигналы являются векторными процессами
Линейная	Подчиняется принципу суперпозиции	Нелинейная	Не подчиняется принципу суперпозиции
Стационарная	Закон преобразования остается неизменным для любого момента времени	Нестационарная	Закон преобразования меняется с изменением времени
С сосредоточенными параметрами	Оператор преобразования может быть представлен в виде одного обыкновенного дифференциального уравнения или системы таких уравнений	С распределенными параметрами	Оператор преобразования может быть представлен в виде одного или системы дифференциальных уравнений в частных производных

тонны, а отклонения переменных от некоторых фиксированных состояний ограничены. Это позволяет осуществлять линеаризацию уравнений статики и динамики. Математической основой линеаризации непрерывной и монотонной нелинейной зависимости $y=f(x)$ является разложение ее в ряд Тейлора в окрестности x_0 (метод малых отклонений):

$$y=f(x)=f(x_0)+\frac{f'(x_0)}{1!}\Delta x+\frac{f''(x_0)}{2!}\Delta x^2+\dots \quad (8.1)$$

При достаточно малых Δx

$$y \approx f(x_0) + a\Delta x \quad \text{при } a=\text{const}, \quad (8.2)$$

или после перехода к приращению

$$\Delta y = f(x_0) - f(x) = a\Delta x. \quad (8.3)$$

Линеаризованные уравнения — это уравнения в приращениях; они справедливы при малых отклонениях от исходного режима и без указания этого режима не имеют смысла.

Автоматические системы регулирования могут содержать также такие нелинейности,

линеаризация которых методом малых отклонений неосуществима. При этом в зависимости от решаемой задачи используется гармоническая, статистическая или другие специальные методы линеаризации [42].

Дифференциальное уравнение инерционной линейной системы с сосредоточенными параметрами имеет вид

$$T_n y^{(n)}(t) + T_{n-1}^{(n-1)} y^{(n-1)}(t) + \dots + T_1 y'(t) + y(t) = k \{ T_{x,m}^{(m)} x^{(m)}(t) + T_{x,m-1}^{(m-1)} x^{(m-1)}(t) + \dots + T_{x,1} x'(t) + x(t) \} \quad (8.4)$$

где $T_r, T_{x,l}$ — постоянные коэффициенты, имеющие размерность времени: $r=1, 2, \dots, n$; $l=1, 2, \dots, m$; $n \geq m$; k — коэффициент передачи динамической системы.

Для описания линейных динамических систем используют характеристики *импульсную, переходную, частотные* (комплексную частотную, амплитудно-частотную, фазочастотную), *передаточную функцию* [33, 16] (табл. 8.5).

Т а б л и ц а 8.5. Характеристики линейных динамических систем

Характеристика системы	Определение характеристики системы	Математическая формула и обозначение характеристики
Импульсная	Выходной сигнал системы при входном сигнале, имеющем вид дельта-функции	$w(t) = y(t) \text{ при } x(t) = \delta(t);$ $\delta(t) = \begin{cases} \infty & \text{при } t=0, \\ 0 & \text{при } t \neq 0. \end{cases}$ Для физически возможных систем $w(t) \equiv 0 \text{ при } t < 0$
Переходная	Выходной сигнал системы при входном сигнале, имеющем вид единичной функции	$h(t) = y(t) \text{ при } x(t) = 1(t);$ $1(t) = \begin{cases} 0 & \text{при } t < 0, \\ 1 & \text{при } t \geq 0; \end{cases}$ $h(t) = \int_0^t w(\tau) d\tau;$ $w(t) = dh(t)/dt$
Передающая функция	Преобразование Лапласа импульсной характеристики системы	$W(p) = \int_0^\infty w(t) e^{-pt} dt,$ где $p = j\omega + \alpha$; ω, α — вещественные переменные
Комплексная частотная характеристика (КЧХ)	Преобразование Фурье импульсной характеристики	$W(j\omega) = \int_0^\infty w(t) e^{-j\omega t} dt =$ $= W(j\omega) e^{-j \arctg \frac{\text{Im } W(j\omega)}{\text{Re } W(j\omega)}},$ где $\text{Re } W(j\omega)$ — действительная часть КЧХ; $\text{Im } W(j\omega)$ — мнимая часть КЧХ
Амплитудно-частотная характеристика (АЧХ)	Модуль комплексной частотной характеристики	$A(\omega) = W(j\omega) =$ $= \sqrt{[\text{Re } W(j\omega)]^2 + [\text{Im } W(j\omega)]^2}$
Фазочастотная характеристика (ФЧХ)	Аргумент комплексной частотной характеристики	$\varphi(\omega) = \arg W(j\omega) =$ $= \arctg \frac{\text{Im } W(j\omega)}{\text{Re } W(j\omega)}$

Импульсные, переходные и частотные характеристики могут быть получены решением (8.4). При воздействии $x(t) = 1(t)$ исключают из рассмотрения скачок, вводя новые начальные значения координаты и ее производных для момента времени $t = +0$. В общем случае, если начальные значения при приближении к $t = 0$ слева

$$y(-0), y'(-0), \dots, y^{(n-1)}(-0),$$

то начальные значения для $t(+0)$ равны

$$y(+0) = y(-0); y'(+0) =$$

$$= y'(-0); \dots; y^{(n-m-1)}(+0) =$$

$$= y^{(n-m-1)}(-0);$$

$$\begin{aligned}
 y^{(n-m)}(+0) &= y^{(n-m)}(-0) + kT_{x,m}^m / T_n^n; \\
 y^{(n-m+1)}(+0) &= \\
 &= y^{(n-m+1)}(-0) + kT_{x,m}^{m-1} / T_n^n - \\
 &- T_{n-1}^{n-1} [y^{(n-m)}(+0) - y^{(n-m)}(-0)] / T_n^n; \\
 &\dots \dots \dots \\
 y^{(n-1)}(+0) &= y^{(n-1)}(-0) + \\
 &+ kT_{x,1} / T_n^n - T_1 [y^{(n-m)}(+0) - \\
 &- y^{(n-m)}(-0)] / T_n^n - \dots - T_{n-1}^{n-1} \times \\
 &\times [y^{(n-2)}(+0) - y^{(n-2)}(-0)] / T_n^n.
 \end{aligned}$$

При начальных значениях для $t = +0$ правая часть (8.4) принимает вид $k \cdot 1(t)$ и уравнение решается обычными приемами [42] (см. также п. 4.4.2 кн. 1 настоящей серии).

Передаточная функция системы получается более просто из (8.4) как отношение преобразованных по Лапласу выходной переменной и входной при нулевых начальных условиях:

$$\begin{aligned}
 W(p) &= \frac{Y(p)}{X(p)} = \\
 &= k \frac{T_{x,m}^m p^m + T_{x,m-1}^{m-1} p^{m-1} + \dots + T_{x,1} p + 1}{T_n^n p^n + T_{n-1}^{n-1} p^{n-1} + \dots + T_1 p + 1}.
 \end{aligned} \quad (8.5)$$

Подстановка в (8.5) частного значения комплексной переменной $p = j\omega$ позволяет получить КЧХ системы

$$W(j\omega) = \text{Re } W(j\omega) + j \text{Im } W(j\omega). \quad (8.6)$$

Кроме рассмотренных характеристик линейной системы в расчетах АСР тепловых объектов используют расширенные КЧХ [39], которые, как и обычная КЧХ, являются частным случаем передаточной функции при значении комплексной переменной $p = -m\omega \pm j\omega$, где ω — круговая частота; $m = \alpha/\omega$ — степень колебательности, определяемая наименьшим значением отношения действительной части комплексного корня характеристического уравнения системы к коэффициенту при мнимой части. Расширенная КЧХ также может быть определена приближенными графоаналитическими методами по обычной КЧХ [39].

Типичные характеристики тепловых объектов регулирования показаны на рис. 8.26.

При построении математических моделей АСР удобно использовать типовые звенья —

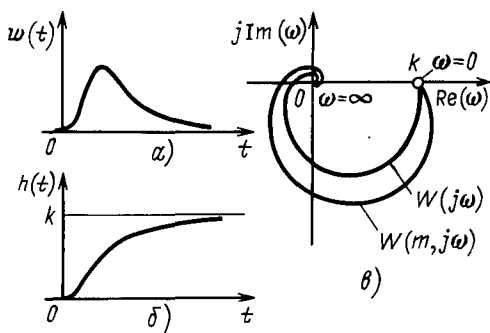


Рис. 8.26. Типичные характеристики тепловых объектов:

а — импульсная характеристика; б — переходная характеристика; в — комплексная частотная $W(j\omega)$ и расширенная комплексная частотная $W(m, j\omega)$ характеристики

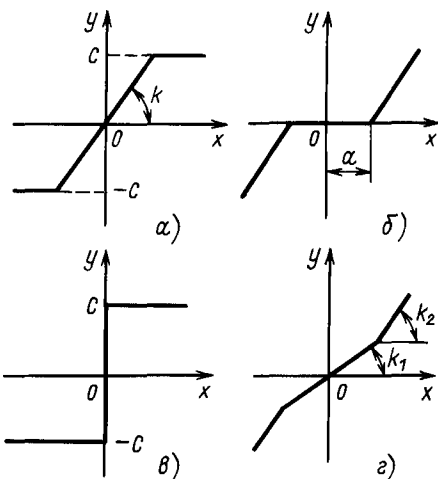


Рис. 8.27. Характеристики НЭ с однозначной нечетно-симметричной нелинейностью:

а — нелинейная с насыщением (ограничением); б — линейная с зоной нечувствительности; в — идеальная релейная; г — линейная с переменным коэффициентом передачи

простейшие системы, описываемые обыкновенными линейными дифференциальными уравнениями не выше второго порядка. Характеристики типовых линейных звеньев приведены в табл. 8.6 и 8.7.

Специальные методы исследования нелинейных систем применяются в случаях, когда система содержит существенно нелинейные элементы (НЭ):

1) с однозначной нечетно-симметричной нелинейностью (рис. 8.27);

2) с гистерезисной двузначной характеристикой (рис. 8.28);

Т а б л и ц а 8.6. Характеристики типовых линейных звеньев (аналитические выражения)

Наименование и уравнения звена	Переходная характеристика $h(t)$	Передаточная функция $W(p)$	Комплексная частотная характеристика $W(j\omega)$
Пропорциональное безы- нерционное (П) $y(t) = kx(t)$	$k \cdot 1(t)$	k	k
Апериодическое, инерцион- ное (А) $T \frac{dy(t)}{dt} + y(t) = kx(t)$	$k \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right) \cdot 1(t)$	$\frac{k}{Tp + 1}$	$\frac{k}{\sqrt{1 + T^2 \omega^2}} \times$ $\times e^{-j \arctg T \omega}$
Идеальное дифференци- рующее (Д) $y(t) = k_{\Delta} \frac{dx(t)}{dt}$	$K_{\Delta} \delta(t)$	$k_{\Delta} p$	$k_{\Delta} \omega e^{j \frac{\pi}{2}}$
Реальное дифференцирую- щее (РД) $T_{\Delta} \frac{dy(t)}{dt} + y(t) = k_{\Delta} T_{\Delta} \times$ $\times \frac{dx(t)}{dt}$	$k_{\Delta} e^{\left(-\frac{t}{T_{\Delta}}\right)} \cdot 1(t)$	$\frac{k_{\Delta} T_{\Delta} p}{T_{\Delta} p + 1}$	$\frac{k_{\Delta} T_{\Delta} \omega}{\sqrt{1 + T_{\Delta}^2 \omega^2}} \times$ $\times e^{j \arctg \frac{1}{T_{\Delta} \omega}}$
Интегрирующее (И) $y(t) = k_{\Pi} \int_0^t x(t) dt$	$k_{\Pi} t \cdot 1(t)$	$\frac{k_{\Pi}}{p}$	$\frac{k_{\Pi}}{\omega} e^{-j \frac{\pi}{2}}$
Интегродифференцирую- щее (ИД) $T \frac{dy(t)}{dt} + y(t) =$ $= k \left[T_{\Delta} \frac{dx(t)}{dt} + x(t) \right]$	$k \left[1 + \left(\frac{T_{\Delta}}{T} - 1 \right) \times \right.$ $\times \left. e^{-t/T} \right] 1(t)$	$k \frac{T_{\Delta} p + 1}{Tp + 1}$	$k \sqrt{\frac{1 + T_{\Delta}^2 \omega^2}{1 + T^2 \omega^2}} \times$ $\times e^{j \arctg \frac{(T_{\Delta} + T) \omega}{1 - T_{\Delta} T \omega^2}}$
Колебательное (К) $T_2^2 \frac{d^2 y}{dt^2} +$ $+ T_1 \frac{dy(t)}{dt} +$ $+ y(t) = kx(t),$ $T_1 < 0,5 T_2$	$k \left[1 - e^{-\alpha t} \times \right.$ $\times \left(\frac{\alpha}{\omega} \sin \omega t + \right.$ $\left. + \cos \omega t \right) \cdot 1(t),$ $\alpha = T_1 / 2 T_2,$ $\omega = \sqrt{\frac{1}{T_2^2} - \frac{T_1^2}{4 T_2^4}}$	$\frac{k}{T_2^2 p^2 + T_1 p + 1}$	$\frac{k}{\sqrt{(1 - T_2^2 \omega^2)^2 + T_1^2 \omega^2}} \times$ $\times e^{-j \arctg \frac{T_1 \omega}{1 - T_2^2 \omega^2}}$
Звено запаздывания (З) $y(t) = x(t - \tau)$	$1(t - \tau)$	$e^{-p \tau}$	$e^{-j \omega \tau}$

Таблица 8.7. Характеристики линейных типовых звеньев (графики)

Обозначение звена по табл. 8.6	Переходная характеристика	Частотные характеристики		
		КЧХ	АЧХ	ФЧХ
П				
А				
Д				
РД				
И				
К				
З				

3) с несимметричной характеристикой (рис. 8.29).

Существенно нелинейные элементы обладают следующими свойствами, отличающими их от линейных систем:

1) реакция элемента на гармоническое воздействие может иметь частотный спектр, включающий все гармоники;

2) амплитуда выходных колебаний может быть независимой от амплитуды и частоты входных колебаний;

3) форма выходных колебаний может быть практически независимой от формы входных колебаний.

Исследуемая система управления обычно представляется в виде комбинации элементов.

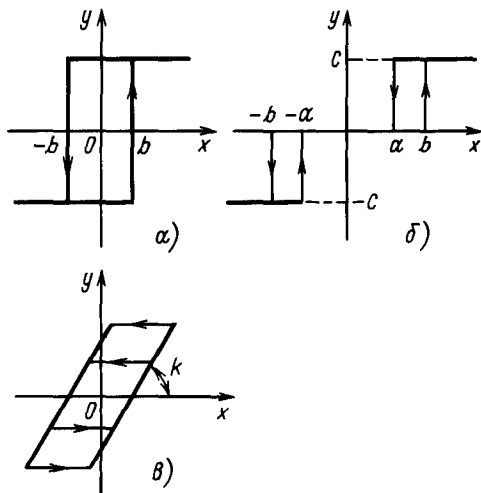


Рис. 8.28. Характеристики НЭ с гистерезисной двужанчной нелинейностью:

a — релейная с зоной возврата; *б* — трехпозиционная релейная с зоной нечувствительности и зоной возврата; *в* — характеристика типа «люфт»

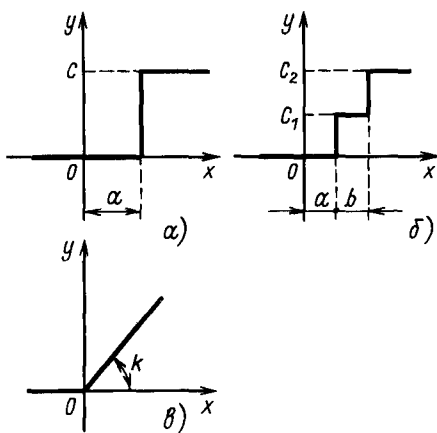


Рис. 8.29. Характеристики НЭ с несимметричной нелинейностью:

a — релейная; *б* — трехпозиционная релейная; *в* — односторонняя

Расчленение системы на элементы можно производить, если выделяемые элементы обладают свойством *однонаправленной передачи воздействия*, т. е. пропускают сигнал только в одном направлении — от входа к выходу. Такие элементы называют *детектирующими*, и их можно исследовать вне системы. При включении в систему элемента, обладающего свойством *однонаправленной передачи воздействия*, его характеристики не изменяются.

Изображение системы управления или системы регулирования в виде совокупности взаимодействующих элементов с заданными операторами преобразования (характеристиками) называют *структурной схемой* системы.

Существуют три основных типа соединений элементов: *последовательное*, *параллельное* и *встречно-параллельное* (рис. 8.30).

Передаточные функции системы при типовых соединениях определяются через передаточные функции элементов следующими соотношениями:

при последовательном соединении *n* элементов

$$W_c(p) = W_1(p) W_2(p) \dots W_n(p); \quad (8.7)$$

при параллельном соединении *n* элементов

$$W_c(p) = W_1(p) + W_2(p) + \dots + W_n(p); \quad (8.8)$$

при встречно-параллельном соединении элементов с передаточными функциями $W_1(p)$ и $W_2(p)$

$$W_{з.с}(p) = \frac{W_1(p)}{1 + W_1(p) W_2(p)}. \quad (8.9)$$

Формулы (8.7) — (8.9) справедливы также для КЧХ.

Одноконтурная АСР обладает структурой встречно-параллельного соединения. В общем случае в такой системе входными сигналами могут быть управляющее воздействие $u(t)$, возмущающие воздействия на входе в объект $\lambda(t)$ или на его выходе $v(t)$, а выходными — регулируемая величина $y(t)$, регулирующее воздействие $\mu(t)$ или ошибка регулирования $e(t)$ (рис. 8.31). Передаточная функция АСР зависит от принятых входа и выхода и имеет вид (8.9); в числителе выражения для $W_{з.с}(p)$ находится передаточная функция части системы от рассматриваемых входа до выхода.

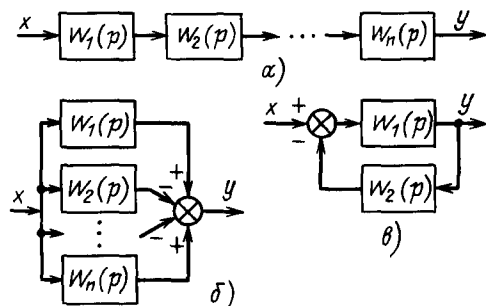


Рис. 8.30. Основные типы соединений элементов:

a — последовательное; *б* — параллельное; *в* — встречно-параллельное

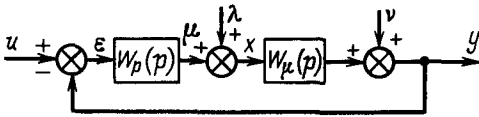


Рис. 8.31. Структурная схема одноконтурной АСР

$$W_{3.c}^{y-u}(p) = \frac{W_{p.c}(p)}{1 + W_{p.c}(p)}, \quad (8.10)$$

где $W_{p.c}(p) = W_{\mu}(p) W_p(p)$ — передаточная функция разомкнутой системы.

Сложные структурные схемы можно упростить, используя эквивалентные преобразования, представленные на рис. 8.32.

В соответствии с (8.5) изображение по Лапласу выходной величины системы с передаточной функцией $W(p)$

$$Y(p) = W(p) X(p);$$

при заданном входном воздействии $X(p)$ можно определить закон изменения выходной величины во времени $y(t)$ методами операционного исчисления (см. п. 4.8 кн. 1 настоящей серии).

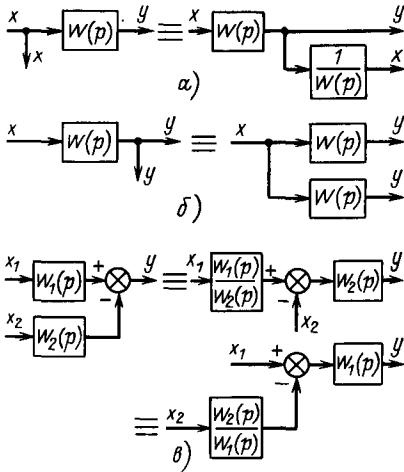


Рис. 8.32. Эквивалентные преобразования структурных схем:

а — перенос сигнала с входа на выход звена; б — перенос сигнала с выхода на вход звена; в — перенос сумматора

Например, передаточная функция АСР по каналу: управляющее воздействие $u(t)$ — регулируемая величина $y(t)$ равна

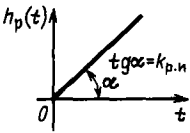
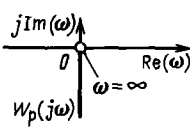
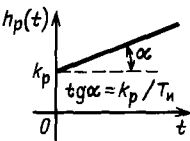
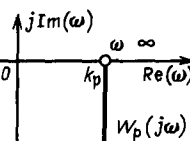
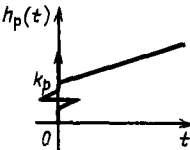
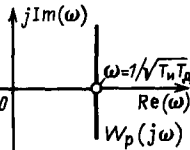
8.4.3. ТИПОВЫЕ АЛГОРИТМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

В АСР тепловых процессов наиболее часто применяют автоматические регуляторы общепромышленного назначения, преобразующие ошибку регулирования $\epsilon(t)$ в регулирующее воздействие $\mu(t)$ в соответствии с *типовыми линейными алгоритмами* (законами регулирования): пропорциональным (П), пропорционально-дифференциальным (ПД), интегральным (И), пропорционально-интегральным (ПИ), пропорционально-интегрально-дифференциальным (ПИД). В меньшей степени распространены *нелинейные* алгоритмы.

Таблица 8.8. Типовые линейные алгоритмы регулирования

Алгоритм регулирования	Уравнение регулятора	Передаточная функция	Переходная характеристика	Комплексная частотная характеристика
П	$\mu(t) = k_p \epsilon(t)$	$W_p(p) = k_p$		
ПД	$\mu(t) = k_p \left[\epsilon(t) + T_d \frac{d\epsilon(t)}{dt} \right]$	$W_p(p) = k_p (1 + T_d p)$		

Продолжение табл. 8.8

Алгоритм регулирования	Уравнение регулятора	Передаточная функция	Переходная характеристика	Комплексная частотная характеристика
И	$\mu(t) = k_{p,и} \int_0^t \varepsilon(t) dt$	$W_p(p) = \frac{k_{p,и}}{p}$		
ПИ	$\mu(t) = k_p \varepsilon(t) + \frac{k_p}{T_n} \int_0^t \varepsilon(t) dt$	$W_p(p) = k_p + \frac{k_p}{T_n p} = k_p \left(1 + \frac{1}{T_n p} \right)$		
ПИД	$\mu(t) = k_p \varepsilon(t) + \frac{k_p}{T_n} \int_0^t \varepsilon(t) dt + k_p T_d \frac{d\varepsilon(t)}{dt}$	$W_p(p) = k_p \times \left(1 + \frac{1}{T_n p} + T_d p \right)$		

Уравнения, передаточные функции $W_p(p)$, переходные характеристики $h_p(t)$ и комплексные частотные характеристики линейных регуляторов приведены в табл. 8.8.

Из нелинейных наиболее употребительны алгоритмы с релейной характеристикой: *двухпозиционный* и *трехпозиционный* (см. рис. 8.29, а, б). Алгоритм двухпозиционного регулирования имеет вид

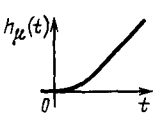
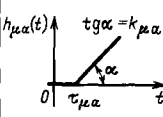
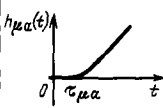
$$\mu(t) = \begin{cases} \mu_{\max}, & \varepsilon > 0; \\ \mu(t) = 0, & \varepsilon \leq 0; \end{cases} \quad (8.11)$$

трехпозиционного

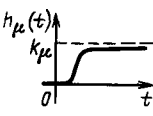
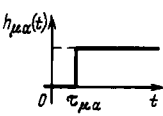
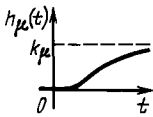
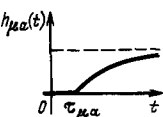
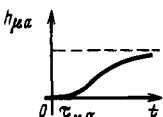
$$\mu(t) = \begin{cases} \mu_{\max}, & \varepsilon > b; \\ \mu(t) = \mu_{ср}, & a \leq \varepsilon \leq b; \\ \mu(t) = 0, & \varepsilon < a. \end{cases} \quad (8.12)$$

В общем случае выбор *оптимального ал-*

Таблица 8.9. Применение типовых линейных алгоритмов регулирования

Объект регулирования		Аппроксимирующая модель объекта		Оптимальный алгоритм
Свойства	Переходная характеристика	Передаточная функция	Переходная функция	
Объект с запаздыванием без самовывравнивания		$W_{\mu a}(p) = \frac{k_{\mu a} e^{-\tau_{\mu a} p}}{p}$		Пропорциональный $W_p(p) = k_p$
		$W_{\mu a}(p) = \frac{k_{\mu a} e^{-\tau_{\mu a} p}}{p(T_{\mu a} p + 1)}$		Пропорционально-дифференциальный $W_p(p) = k_p + k_p T_d p$

Продолжение табл. 8.9

Объект регулирования		Аппроксимирующая модель объекта		Оптимальный алгоритм
Свойства	Переходная характеристика	Передаточная функция	Переходная функция	
Объект с запаздыванием с самовыравниванием и малой инерцией		$W_{\mu a}(p) = k_{\mu a} e^{-\tau_{\mu a} p}$		Интегральный $W_p(p) = \frac{k_{п.и}}{p}$
Объект с запаздыванием с самовыравниванием и большой инерцией		$W_{\mu a}(p) = \frac{k_{\mu a} e^{-\tau_{\mu a}(p)}}{T_{\mu a} p + 1}$		Пропорционально-интегральный $W_p(p) = k_p + \frac{k_p}{T_{иp}}$
		$W_{\mu a}(p) = \frac{k_{\mu a} e^{-\tau_{\mu a} p}}{T_{2\mu a}^2 p^2 + T_{1\mu a} p + 1}$		Пропорционально-интегрально-дифференциальный $W_p(p) = k_p (1 + \frac{1}{T_{иp}} + T_{дp})$

горитма регулирования сложен и основан на информации о свойствах объекта регулирования и действующих на объект возмущений [33]. Если возмущения низкочастотные, то при выборе закона регулирования руководствуются только свойствами объекта. В табл. 8.9 приведены свойства типичных тепловых объектов, характеристики аппроксимирующих моделей объекта и соответствующие им оптимальные (при ограничении, накладываемом на спектр возмущений) алгоритмы регулирования.

8.4.4. УСТОЙЧИВОСТЬ И СПОСОБЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Динамические системы с замкнутой цепью передачи воздействий, образованные из устойчивых элементов, могут находиться в неустойчивом состоянии. Устойчивость линейной системы определяется характером ее свободного движения и зависит от вида корней характеристического уравнения (см. п. 4.4.2 кн. 1 настоящей серии)

$$a_n p^n + a_{n-1} p^{n-1} + \dots + a_1 p + a_0 = 0. \quad (8.13)$$

Для устойчивости линейной системы необходимо и достаточно, чтобы все действительные корни (8.13) были отрицательными,

а сопряженные комплексные имели отрицательную действительную часть [42]. Если характеристическое уравнение имеет один нулевой корень, система называется *нейтральной*. Система находится на *границе устойчивости*, если среди корней (8.13) имеется сопряженная пара мнимых корней. Для исследования устойчивости не требуется вычислять корни (8.13), а достаточно с помощью *алгебраических или частотных критериев* устойчивости установить характер расположения корней в плоскости корней p_k .

Для исследования устойчивости методом Гурвица (алгебраический критерий) составляют из коэффициентов (8.13) n определителей по правилу, которое следует из таблицы Гурвица [39, 42]:

$$\left. \begin{array}{cccc} \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 & \Delta_n \\ \hline a_{n-1} & a_{n-3} & a_{n-5} & \dots & 0 \\ a_n & a_{n-2} & a_{n-4} & \dots & 0 \\ 0 & a_{n-1} & a_{n-3} & \dots & 0 \\ 0 & a_n & a_{n-2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & a_0 \end{array} \right\} \quad (8.14)$$

Если все определители $\Delta_1, \Delta_2, \dots, \Delta_n$ положительны, то характеристическое уравнение не имеет корней в правой полуплоскости и на мнимой оси плоскости p_k и система будет устойчива.

Система находится на границе устойчивости, если

$$\Delta n = a_0 \Delta_{n-1} = 0. \quad (8.15)$$

Двум сопряженным корням характеристического уравнения, расположенным на мнимой оси, соответствует $\Delta_{n-1} = 0$. Условие (8.15) позволяет рассчитывать критические значения изменяемых или изменяющихся коэффициентов (8.13), при которых система находится на границе устойчивости.

Частотный критерий устойчивости дает возможность судить об устойчивости замкнутой системы по КЧХ этой системы в разомкнутом состоянии [33]: система устойчивая или нейтральная в разомкнутом состоянии будет устойчива в замкнутом состоянии, если ее КЧХ в разомкнутом состоянии не охватывает точку с координатами $(-1; j0)$. Охватываемой является область, лежащая справа от КЧХ, если осуществляется движение по кривой в направлении возрастания частоты ω (рис. 8.33).

Границе устойчивости отвечает условие

$$W_{p.c}(j\omega) = -1. \quad (8.16)$$

Исследование устойчивости АСР с типовыми законами регулирования заключается в установлении критических значений параметров настройки регуляторов, при которых АСР находится на границе устойчивости, и области их значений, отвечающих устойчивому состоянию системы.

Практическое требование к АСР, диктуемое свойствами тепловых объектов регулирования (имеется в виду приближенный характер математической модели, изменение харак-

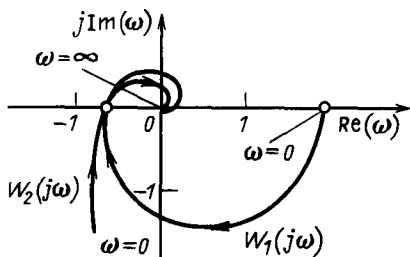


Рис. 8.33. Расположение КЧХ устойчивой в разомкнутом состоянии $W_1(j\omega)$ и нейтральной $W_2(j\omega)$ систем, соответствующее устойчивому состоянию замкнутой системы

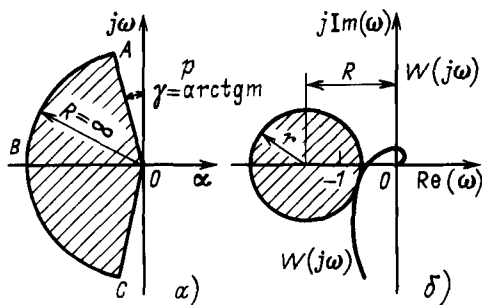


Рис. 8.34. К определению запаса устойчивости: а — ограничение на область расположения корней характеристического уравнения замкнутой системы; б — ограничение расположения КЧХ разомкнутой системы

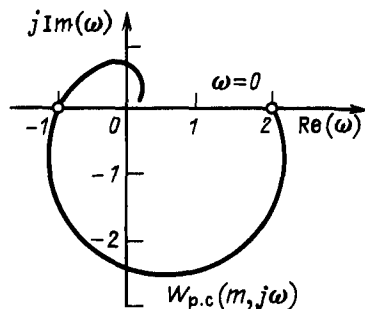


Рис. 8.35. Расположение расширенной КЧХ в комплексной плоскости, обеспечивающее заданный запас устойчивости системы

теристик со временем или при изменении режима работы объекта), заключается в том, что система должна обладать определенным *запасом устойчивости*. Требование запаса устойчивости ограничивает область расположения корней характеристического уравнения замкнутой системы в плоскости корней или КЧХ разомкнутой системы в плоскости КЧХ (рис. 8.34).

При ограничении, накладываемом на область расположения корней характеристического уравнения замкнутой системы, запас устойчивости определяется *степенью колебательности* $m = 0,221 \div 0,366$ и расчет системы производится по расширенной КЧХ разомкнутой системы. Если расширенная КЧХ устойчивой или нейтральной разомкнутой системы $W_{p.c}(m, j\omega)$ при изменении ω от 0 до ∞ проходит через точку с координатами $(-1, j0)$, не охватывая ее на более высоких частотах (рис. 8.35), то корни характеристического уравнения замкнутой системы будут расположены в левой полуплоскости на границах

и в области $OABCO$ (рис. 8.34, а). В АСР с типовыми алгоритмами регулирования и объектами, обладающими монотонно уменьшающимися с частотой АЧХ, условия критерия выполняются, если

$$W_{p.c}(m, j\omega) = -1. \quad (8.17)$$

Для АСР с ПИ-регулятором

$$W_p(j\omega) = k_p - jk_p/T_i \omega \quad (8.18)$$

и с объектом с расширенной КЧХ

$$\begin{aligned} W_\mu(m, j\omega) &= A_\mu(m, \omega) e^{-j\varphi_\mu(m, \omega)} = \\ &= A_\mu(m, \omega) \cos \varphi_\mu(m, \omega) - \\ &- jA_\mu(m, \omega) \sin \varphi_\mu(m, \omega), \end{aligned} \quad (8.19)$$

где $A_\mu(m, \omega)$ — расширенная АЧХ объекта; $\varphi_\mu(m, \omega)$ — расширенная ФЧХ объекта; линия заданного запаса устойчивости в плоскости параметров настройки регулятора определяется уравнениями

$$\frac{k_p}{T_i} = \frac{\omega(m^2 - 1) \sin \varphi_\mu(m, \omega)}{A_\mu(m, \omega)}, \quad (8.20)$$

$$k_p = \frac{m \sin \varphi_\mu(m, \omega) - \cos \varphi_\mu(m, \omega)}{A_\mu(m, \omega)}. \quad (8.21)$$

Эта линия и прямая $k_p/T_i = 0$ ограничивают область заданного запаса устойчивости в плоскости параметров настройки регулятора (рис. 8.36). При $m=0$ уравнения (8.20), (8.21) определяют границу устойчивости системы в плоскости параметров k_p , k_p/T_i .

И- и П-алгоритмы регулирования являются частными случаями ПИ-алгоритма при настройках $k_p/T_i \neq 0$, $k_p=0$ и $k_p \neq 0$, $k_p/T_i=0$ соответственно. Значение коэффициента пере-

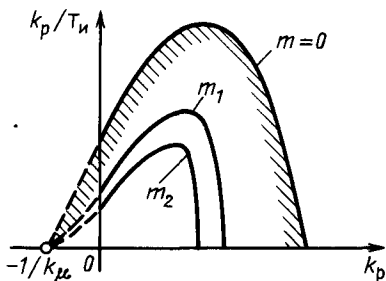


Рис. 8.36. Граница устойчивости и линии заданного запаса устойчивости ($m_1 < m_2$) в плоскости параметров настройки ПИ-регулятора

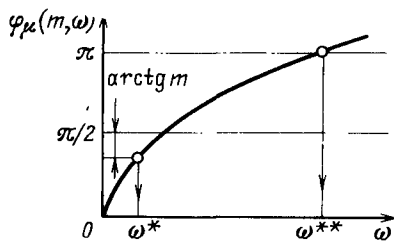


Рис. 8.37. Графическое определение ω^* и ω^{**} при расчете АСР с П- и И-регуляторами на заданный запас устойчивости

дачи И-регулятора, удовлетворяющее заданному m , рассчитывается по формуле

$$k_{p\text{ и}} = \frac{k_p}{T_i} = \frac{\omega^* \sqrt{1+m^2}}{A_\mu(m, \omega^*)}, \quad (8.22)$$

где ω^* — частота, при которой выполняется условие

$$\varphi_\mu(m, \omega^*) = \frac{\pi}{2} - \arctg m. \quad (8.23)$$

Для П-регулятора значение коэффициента передачи, обеспечивающее заданное m , определяется по формуле

$$k_p = 1/[A_\mu(m, \omega^{**})], \quad (8.24)$$

где ω^{**} — частота, соответствующая условию

$$\varphi_\mu(m, \omega^{**}) = \pi. \quad (8.25)$$

Уравнения (8.23) и (8.25) решаются графическим методом (рис. 8.37).

Если объект регулирования не обладает самовыравниванием [дифференциальное уравнение не содержит свободного члена в левой части; передаточная функция $W_\mu(p)$ содержит последовательно включенное интегрирующее звено], то граница устойчивости и линии заданного запаса устойчивости подобны изображенным на рис. 8.38.

В АСР с ПИД-регулятором, имеющим передаточную функцию

$$W_p(p) = k_p + k_p/T_i p + k_p T_d p^2,$$

вид линий заданного запаса устойчивости зависит от отношения $\alpha = T_d/T_i$.

Линии $m=m_1$ при различных значениях α показаны на рис. 8.39. Формулы для расчета линий $m=m$, приведены в [24]. При прочих равных условиях в АСР с ПИД-регулятором область заданного запаса устойчивости более узка, чем для системы с ПИ-регулятором. Поэтому значение m целесообразно выбирать большим, чем в АСР с ПИ-регулятором ($m = 0,366 \div 0,478$).

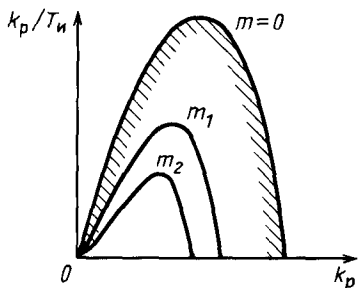


Рис. 8.38. Граница устойчивости и линии заданного запаса устойчивости для АСР с объектом без самовывравнивания

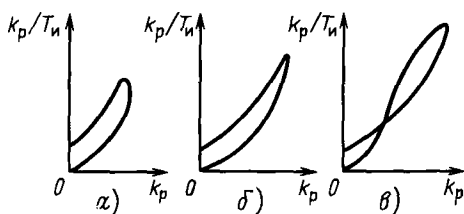


Рис. 8.39. Линии $m=m_2$ при различных значениях α в АСР с ПИД-регулятором:

α — α меньше критического значения; δ — α равно критическому значению; θ — α больше критического значения

Наряду со степенью колебательности m мерой запаса устойчивости может служить *показатель колебательности* M , равный максимальному значению АЧХ замкнутой системы по каналу управляющего воздействия. Предполагается, что $A_{z.c}(0) = 1$ [если это условие не выполняется, то оценка запаса устойчивости производится по относительному максимуму $M_{отн} = M/A_{z.c}(0)$].

Для замкнутой АСР АЧХ по каналу управляющего воздействия

$$A_{z.c}(\omega) = \frac{|W_{p.c}(j\omega)|}{|1 + W_{p.c}(j\omega)|} \quad (8.26)$$

имеет максимальное значение M , если КЧХ разомкнутой системы $W_{p.c}(j\omega)$ касается M -окружности, центр которой расположен на отрицательной действительной полуоси комплексной плоскости КЧХ в точке

$$R_0 = \frac{M^2}{1 - M^2}, \quad (8.27)$$

а радиус равен

$$r = \left| \frac{M}{1 - M^2} \right|. \quad (8.28)$$

M -окружности, удовлетворяющие условию (8.27), (8.28), обладают следующими свойствами:

угол между касательной, проведенной из начала координат к M -окружности, и отрицательной действительной полуосью не зависит от масштаба координатных осей и однозначно определяется величиной M :

$$\beta = \arcsin \frac{r}{R_0} = \arcsin \frac{1}{M}; \quad (8.29)$$

перпендикуляр из точки касания P касательной и M -окружности к действительной оси пересекает ее отрицательную ветвь в точке -1 .

На этих свойствах основана *графоаналитическая методика* расчета значений параметров настройки типовых линейных регуляторов, при которых обеспечивается заданный запас устойчивости АСР [33]. Расчет проводят из условия обеспечения значения максимума АЧХ замкнутой АСР в пределах $2,38 \geq M \geq 1,55$, что соответствует степени колебательности (в системе с характеристиками колебательного звена) 0,221 — 0,366. Расчет состоит из следующих этапов.

1. Строить в комплексной плоскости КЧХ разомкнутой системы (обычно для значения коэффициента передачи регулятора $k_p = 1$).

2. Проводят луч OE из начала координат плоскости $W(j\omega)$ под углом $\beta = \arcsin 1/M$ к отрицательной действительной полуоси.

3. Подбирают окружность с центром на отрицательной действительной полуоси, касающуюся одновременно КЧХ разомкнутой системы и луча OE .

4. Проводят перпендикуляр к действительной оси из точки касания окружности и луча OE и определяют координату точки пересечения перпендикуляром действительной оси: $-A + j0 = -A$.

5. Рассчитывают по соотношению $l = 1/|A|$, во сколько раз нужно изменить масштаб построения (что эквивалентно изменению коэффициента передачи разомкнутой системы), чтобы выполнить условие $lA = -1$. Если КЧХ разомкнутой системы построена при единичном коэффициенте передачи регулятора, то l тождественно значению k_p , при котором замкнутая АСР обладает заданным максимумом АЧХ и заданным запасом устойчивости.

На рис. 8.40 показаны КЧХ регулируемого объекта $W_{\mu}(j\omega)$, разомкнутой системы (АСР с ПИ-регулятором) при $k_p = 1$ и одном фиксированном значении (T_n) , и выполняемые в расчете геометрические построения. Расчет производится для 5–6 значений T_n , что практически достаточно для определения линии равного максимума АЧХ ($M = \text{const}$) в плоскости

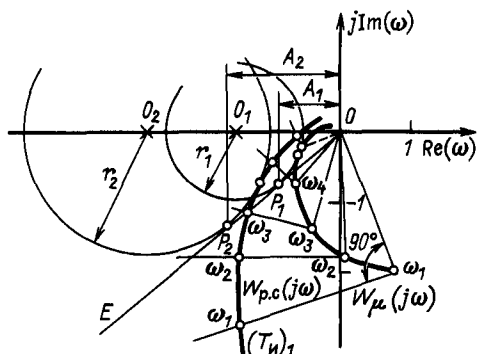


Рис. 8.40. Расчет параметров настройки ПИ-регулятора, обеспечивающих заданное значение максимума АЧХ замкнутой системы

параметров настройки регулятора. Линии $M = \text{const}$ подобны изображенным на рис. 8.36. Ориентировочное значение T_n , в окрестности которого берутся значения $(T_n)_k$, определяется по приближенным формулам (см. п. 8.4.5).

8.4.5. СИНТЕЗ ОПТИМАЛЬНЫХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Синтез оптимальных АСР включает следующие этапы:

1) выбор оптимального закона регулирования по заданным характеристикам объекта и действующих на объект возмущений (см. п. 8.4.3); обычно для построения АСР тепловых объектов используют типовые линейные законы регулирования как некоторое приближение к оптимальным;

2) определение области значений параметров настройки регулятора, удовлетворяющей ограничению на запас устойчивости АСР (см. п. 8.4.4);

3) выбор в области заданного запаса устойчивости значений параметров настройки регулятора, оптимальных с точки зрения принятого показателя или критерия качества, характеризующих динамическую точность АСР;

4) прямую проверку качества АСР путем расчета ее реакции на заданное возмущение. Если в результате проверки будет установлено несоответствие качества АСР технологическим требованиям или ограничениям, то переходят к более сложному алгоритму регулирования или к более сложной структуре АСР [33].

Возмущающие воздействия при синтезе АСР могут рассматриваться как *случайные процессы* или как некоторые « *типовые »* *детерминированные функции времени*: ступенчатая, импульсная, гармоническая, линейная.

Учет случайного характера действующих на систему возмущающих воздействий позволяет с большей точностью охарактеризовать условия функционирования реальных АСР. В общем случае промышленные случайные процессы могут быть описаны математической моделью вида [7]

$$Z(t) = B(t) + C(t) + X(t) + N(t), \quad (8.30)$$

где $B(t)$ — постоянная или медленно изменяющаяся непериодическая функция; $C(t)$ — гармоническая функция; $X(t)$ — случайная функция времени с нулевым математическим ожиданием; $N(t)$ — случайная помеха измерения.

Для составляющих $X(t)$ и $N(t)$ в (8.30) должны быть заданы их статистические характеристики: корреляционные функции $R_x(\tau)$ и $R_N(\tau)$ или спектральные плотности $S_x(\omega)$ и $S_N(\omega)$ (см. п. 4.9.5 кн. 1 настоящей серии).

При отсутствии данных по реальным возмущающим воздействиям оценка качества АСР производится по ее реакции на некоторое детерминированное возмущение. Обычно расчеты АСР выполняют с использованием ступенчатого воздействия, которое можно рассматривать как наиболее «тяжелое» возмущение для системы.

Если синтез АСР производится с учетом реального характера возмущающих воздействий и статистические характеристики возмущения заданы, то критерием качества системы служит дисперсия регулируемой величины D_y или дисперсия сигнала ошибки регулирования D_e . Вычисление дисперсии производится по формуле

$$D_e = \sigma_e^2 = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} |W_{v.e}(j\omega)|^2 S_{vv}(\omega) d\omega, \quad (8.31)$$

где $W_{v.e}(j\omega)$ — КЧХ замкнутой системы по каналу возмущающее воздействие — ошибка регулирования; $S_{vv}(\omega)$ — спектр мощности возмущающего воздействия.

Вычисление дисперсии обычно выполняется графическим или численным методом, и КЧХ системы может быть задана таблично или графически.

Геометрический смысл процедуры вычислений D_e иллюстрируется рис. 8.41.

При решении задачи синтеза АСР с оценкой качества по реакции $y(t)$ на ступенчатое воздействие используются *прямые показатели* или *критерии качества*.

На рис. 8.42 показаны типичные кривые изменения регулируемой величины, вызванного ступенчатым возмущением $x(t) = x_0 1(t)$ по каналу регулирующего воздействия.

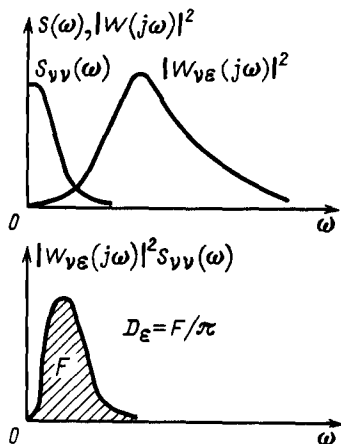


Рис. 8.41. К определению дисперсии регулируемой величины в АСР с ПИ-регулятором

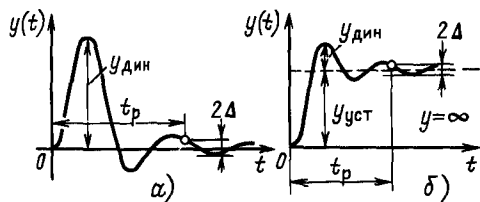


Рис. 8.42. Графики реакции АСР на ступенчатое возмущение по каналу регулирующего воздействия:

а — АСР с регуляторами, содержащими в законе регулирования интегральную составляющую (И, ПИ, ПИД); б — АСР с П-регулятором

Прямые показатели качества: максимальное отклонение регулируемой величины $y_{\text{дин}}$ и установившееся отклонение $y_{\text{уст}}$ или сумма $y_{\text{дин}} + y_{\text{уст}}$ (в случае АСР с П-регулятором); время процесса регулирования t_p — время, в течение которого отклонение регулируемой величины от установившегося значения достигнет некоторой малой величины Δ и в дальнейшем будет оставаться меньше Δ (рис. 8.42).

Прямые показатели качества связаны с параметрами настройки регуляторов сложными зависимостями и практически не могут быть найдены без вычисления реакции системы на ступенчатое воздействие. Непосредственно можно вычислить только $y_{\text{уст}}$ в системе с П-регулятором:

$$y_{\text{уст}} = \lim_{t \rightarrow \infty} y(t) = \lim_{p \rightarrow 0} pY(p) = \lim_{p \rightarrow 0} W_{z.c.}(p) =$$

$$= \lim_{p \rightarrow 0} \frac{W_{\mu}(p)}{1 + W_{\mu}(p)W_p(p)} = \frac{k_{\mu}}{1 + k_{\mu}k_p}. \quad (8.32)$$

Интегральные критерии качества более удобны для выбора оптимальных настроек. Наиболее употребительные из них *линейный*

$$J_1 = \int_0^{\infty} y(t) dt \quad (8.33)$$

и *квадратичный*

$$J_2 = \int_0^{\infty} y^2(t) dt. \quad (8.34)$$

Линейный интегральный критерий J_1 , непосредственно связан с параметрами настройки регуляторов:

$$\begin{aligned} J_1 &= \int_0^{\infty} y(t) dt = \lim_{p \rightarrow 0} \int_0^{\infty} y(t) e^{-pt} dt = \\ &= \lim_{p \rightarrow 0} Y(p) = \lim_{p \rightarrow 0} \frac{1}{p} \frac{W_{\mu}(p)}{1 + W_{\mu}(p)W_p(p)} = \\ &= \lim_{p \rightarrow 0} \frac{W_{\mu}(p)}{p + W_{\mu}(p)[k_p p + k_p/T_n]} = \frac{T_n}{k_p}. \end{aligned} \quad (8.35)$$

Как следует из (8.35) и уравнений табл. 8.8, значение J_1 обратно пропорционально коэффициентам при интегральной составляющей в И-, ПИ- и ПИД-алгоритмах регулирования. Геометрически J_1 представляется алгебраической суммой площадей под кривой изменения регулируемой величины $y(t)$ (рис. 8.43, а). Линейный интегральный критерий применяют для сравнительной оценки аperiodических и слабо колебательных процессов (рис. 8.43, б).

Квадратичный интегральный критерий J_2 , может быть выражен через коэффициенты передаточной функции системы [24], но обыч-

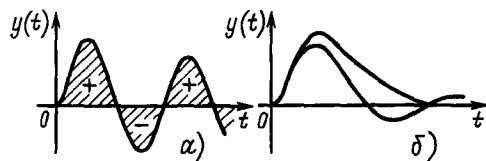


Рис. 8.43. К определению линейного интегрального критерия качества

но вычисляется графоаналитическим путем с использованием формулы

$$J_2 = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} \left| \frac{W_{\mu}(j\omega)}{1 + W_{\mu}(j\omega) W_p(j\omega)} \right|^2 \frac{1}{\omega^2} d\omega. \quad (8.36)$$

Квадратичный критерий применим при любых, в том числе и при слабозатухающих процессах регулирования.

На рис. 8.44 представлены результаты анализа связи между показателями и критериями качества и настройками типовых линейных регуляторов [24].

Минимуму $y_{\text{дин}}$, $y_{\text{дин}} + y_{\text{уст}}$ соответствуют настройки в локальной области a (рис. 8.44), непосредственно примыкающей к границе области устойчивости АСР с П-регулятором. Положение точки минимума зависит от свойств $W_{\mu}(j\omega)$.

Минимум t_p выражен нечетко, а локальная область настроек (область b на рис. 8.44), отвечающих минимальному времени регулирования, занимает значительную часть области, примыкающей к границе запаса устойчивости $m=0,221$ ($M=2,38$).

Минимуму $y_{\text{уст}}$ соответствует точка b на границе устойчивости АСР с П-регулятором. Минимуму J_1 соответствует точка z на границе устойчивости, в котором k_p/T_n имеет максимальное значение. Однако на границе устойчивости процесс имеет вид незатухающих колебаний, и критерий J_1 лишен в этом случае смысла.

Локальная область минимума J_2 — область d на рис. 8.44 — расположена, как правило, в относительной близости от границы устойчивости и за пределами области рекомендуемого запаса устойчивости.

В большинстве случаев минимуму крите-

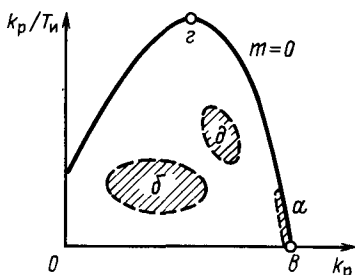


Рис. 8.44. Примерный характер расположения локальных областей минимума критериев качества в плоскости параметров настройки ПИ-регулятора

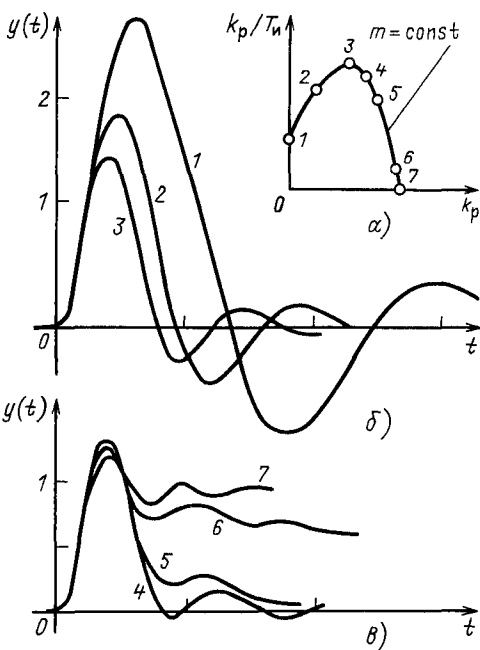


Рис. 8.45. Графики процессов регулирования в АСР с типовыми линейными регуляторами: а - плоскость параметров настройки; б, в - процессы регулирования при единичном ступенчатом возмущении по каналу регулирующего воздействия (номера кривых соответствуют номерам точек на линии заданного запаса устойчивости)

рия качества отвечают настройки, лежащие близко к границе устойчивости, как правило, вне области рекомендуемого запаса устойчивости. Это обстоятельство упрощает процедуру выбора оптимальных настроек: *оптимальные по принятому критерию качества настройки выбираются на границе заданного запаса устойчивости*. На рис. 8.45 показано изменение характера процесса регулирования при изменении настроек ПИ-регулятора по линии заданного запаса устойчивости $m=\text{const}$. Точки 1 и 7 (рис. 8.45, а) соответствуют И- и П-регуляторам и определяют оптимальные настройки этих регуляторов. В АСР с И-регулятором значение параметра настройки в точке 1 обеспечивает минимумы $y_{\text{дин}}$, t_p , J_1 , а в АСР с П-регулятором минимумы $y_{\text{уст}}$, $y_{\text{уст}} + y_{\text{дин}}$, t_p достигаются в точке 7 (при соблюдении ограничения на запас устойчивости).

В АСР с ПИИ-регулятором динамическая ошибка $y_{\text{дин}}$ минимальна при настройке соответствующей точки b на линии $m=\text{const}$; время регулирования t_p и интегральный квадратичный критерий J_2 минимальны на участке линии $m=\text{const}$ между точками 4 и 5, а мини-

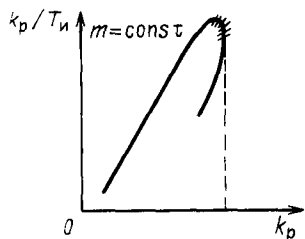


Рис. 8.46. Область оптимальных настроек ПИД-регулятора на линии $m = \text{const}$

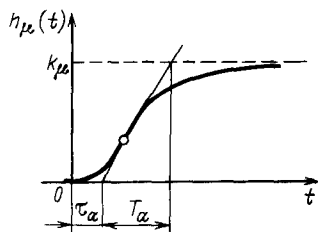


Рис. 8.47. Аппроксимация переходной характеристики объекта регулирования для расчета настроек по приближенным формулам

мум интегрального линейного критерия J_1 , находится в точке 3 на линии $m = \text{const}$, в которой $(k_p/T_n)_{\text{макс}}$.

Расположение точки $(J_2)_{\text{мин}}$ при ступенчатом возмущении по каналу регулирующего воздействия для широкого класса объектов регулирования таково, что можно без вычисления J_2 принять в качестве оптимальных настройки, лежащие на линии заданного запаса устойчивости справа от точки $(k_p/T_n)_{\text{макс}}$, так чтобы

$$(k_p/T_n)_{\text{опт}} = (0,8 \div 0,9) (k_p/T_n)_{\text{макс}}.$$

Оптимальные настройки ПИД-регулятора

выбираются в области линии $m = \text{const}$ ($M = \text{const}$), ограниченной значениями $(k_p/T_n)_{\text{макс}}$, $(k_p)_{\text{макс}}$ (рис. 8.46).

Приближенные формулы (табл. 8.10) используются для ориентировочной оценки параметров настройки регуляторов [39]. Динамические свойства объекта должны быть заданы его переходной характеристикой по каналу регулирующего воздействия (см. п. 8.5.2), из которой определяются время запаздывания τ_a , постоянная времени T_a и коэффициент передачи объекта k_p (рис. 8.47).

Оптимальные настройки при случайных возмущающих воздействиях. В большинстве практических случаев кривая спектральной плотности возмущающего воздействия $S_{vv}(\omega)$ располагается в узкой низкочастотной области диапазона частот, пропускаемых АСР (см. рис. 8.41). При этом минимуму дисперсии регулируемой величины отвечает условие $(k_p/T_n)_{\text{макс}}$ [33] и оптимальным настройкам АСР с ПИ-регулятором соответствует точка $(k_p/T_n)_{\text{макс}}$ на линии $m = \text{const}$ ($M = \text{const}$).

При увеличении в возмущающем воздействии роли высоких частот точка оптимальной настройки сдвигается по линии заданного запаса устойчивости вправо. Если возмущающее воздействие характеризуется широким спектром, то для нахождения точки оптимума требуется исследовать всю область заданного запаса устойчивости.

Расчет переходного процесса в системе является заключительным этапом синтеза оптимальной АСР. Целесообразный метод нахождения переходного процесса зависит от особенностей системы и формы представления исходных данных.

Если известно дифференциальное уравнение (передаточная функция) системы, реакция АСР на заданное возмущающее воздействие может быть найдена непосредственным интегрированием дифференциального уравнения (при его невысоком порядке [33]), чис-

Таблица 8.10. Формулы для расчета оптимальных параметров настройки регуляторов ($m = 0,221$; $J_2, \text{мин}$)

Параметры пастройки	$\tau_a/T_a=0\div 0,2$		$\tau_a/T_a=0,2\div 1,5$		$\tau_a/T_a> 1,5$	
	Алгоритм регулирования					
	П	ПИ	П	ПИ	П	ПИ
k_p/k_k	$\frac{T_a}{\tau_a}$	$0,9 \frac{T_a}{\tau_a}$	$0,385 \frac{1+0,7T_a/\tau_a}{1-0,08T_a/\tau_a}$	$0,385 \frac{1+0,6T_a/\tau_a}{1-0,08T_a/\tau_a}$	0,5	0,5
$T_{и}$	—	$3,3\tau_a$	—	$\frac{0,8}{\tau_a/T_a} \tau_a$	—	$0,6\tau_a$

ленными методами решения дифференциальных уравнений на ЭВМ [29], методами структурного моделирования или решением их на АВМ [39].

Если синтез АСР произведен по частотным характеристикам объекта регулирования, заданным таблично или графически, то для построения реакции АСР на ступенчатое возмущение применяют метод трапецидальных частотных характеристик или метод разложения входного воздействия в ряд Фурье.

Метод трапецидальных частотных характеристик [37]. На основании формулы обратного преобразования Лапласа (см. § 4.8 кн. 1 настоящей серии)

$$y(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{s-j\infty}^{s+j\infty} Y(p) e^{pt} dp, \quad t \geq 0, \quad (8.37)$$

реакция системы на ступенчатое возмущающее воздействие может быть определена по вещественной частотной характеристике замкнутой АСР:

$$y(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \operatorname{Re}(\omega) \frac{\sin \omega t}{\omega} d\omega. \quad (8.38)$$

Так как в общем случае вычисление интеграла (8.38) произвести сложно, кривая $\operatorname{Re}(\omega)$ представляется в виде суммы типовых кривых:

$$\operatorname{Re}(\omega) = \sum_{i=1}^n r_i(\omega),$$

так что при вычислении выражений вида

$$y_{pi}(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} r_i(\omega) \frac{\sin \omega t}{\omega} d\omega$$

можно пользоваться таблицами, а вычисление $y(t)$ сводится к суммированию табличных функций $y_{pi}(t)$:

$$y(t) \approx \sum_{i=1}^n y_{pi}(t).$$

Построения, необходимые для определения переходного процесса, выполняют в следующей последовательности:

1) строят КЧХ замкнутой АСР (рис. 8.48, а);

2) строят график вещественной частотной характеристики $\operatorname{Re}(\omega)$ (рис. 8.48, б);

3) кривую $\operatorname{Re}(\omega)$ заменяют мало отличающейся от нее кусочно-линейной функцией (рис. 8.48, б, в). В результате замены $\operatorname{Re}(\omega)$ получаются трапецидальные характеристики (четыре — восемь трапеций);

4) по таблицам [37, 39] определяют со-

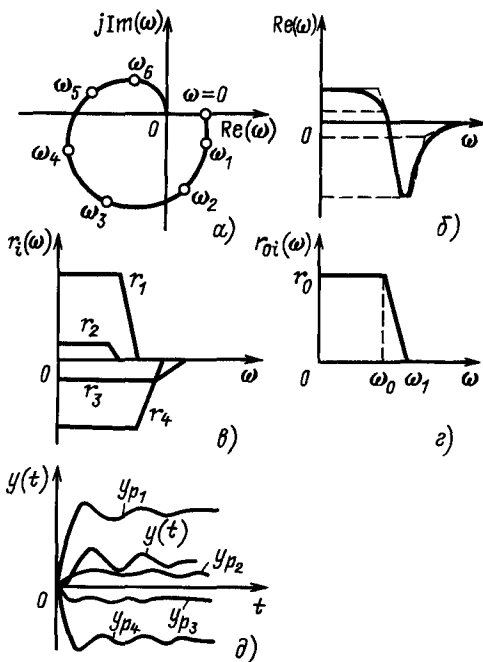


Рис. 8.48. Расчет переходного процесса методом трапецидальных характеристик:

а — КЧХ замкнутой системы; б — график вещественной частотной характеристики $\operatorname{Re}(\omega)$; в — разложение $\operatorname{Re}(\omega)$ на трапецидальные характеристики; г — трапецидальная характеристика; д — построение кривой переходного процесса $y(t)$

ответствующие каждой трапеции h_x -функции с табличным интервалом времени $\Delta t_{\text{табл}}$. Значения ординат $y_{pi}(t)$ получают умножением значений табличной h_x -функции на высоту соответствующей трапеции r_{0i} . Истинные интервалы времени связаны с табличным соотношением

$$\Delta t = \Delta t_{\text{табл}} / \omega_1,$$

где ω_1 — частота среза (рис. 8.48, г);

5) строят кривые y_{pi} переходных процессов для каждой трапеции, и в результате их алгебраического суммирования получают кривую переходного процесса $y(t)$ (рис. 8.48, д).

Метод разложения входного воздействия в ряд Фурье [39]. Пусть на систему действует возмущение в виде последовательности прямоугольных импульсов с периодом T (рис. 8.49), причем длительность периода такова, что переходный процесс, возбужденный импульсом, практически затухает к моменту возникновения последующего импульса. При таком условии в каждом полупериоде процесс изменения выходной величины системы будет практиче-

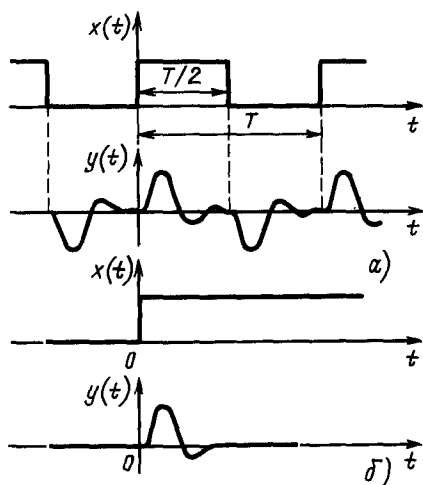


Рис. 8.49. Графики изменения входной и выходной величин:

а — при воздействии в виде последовательности прямоугольных импульсов; б — при ступенчатом воздействии

ски совпадать с реакцией системы на ступенчатое воздействие, равное амплитуде импульсов. Разлагая последовательность входных импульсов в ряд Фурье, можно определить изменение выходной величины суммой реакций на гармонические составляющие входного сигнала:

$$y(t) = \frac{2x_0}{\pi} \left\{ A_{з.с}(\omega_0) \sin[\omega_0 t + \varphi_{з.с}(\omega_0)] + \frac{1}{3} A_{з.с}(3\omega_0) \sin[3\omega_0 t + \varphi_{з.с}(3\omega_0)] + \dots \right\}, \quad (8.39)$$

где $A_{з.с}(\omega)$, $\varphi_{з.с}(\omega)$ — АЧХ и ФЧХ замкнутой системы по каналу возмущающего воздействия.

Так как обычно $A_{з.с}(\omega)$ интенсивно уменьшается с возрастанием частоты ω , ряд (8.39) можно ограничить десятью-одиннадцатью членами. Частота ω_0 в (8.39) выбирается из условия

$$\omega_0 \approx \omega_p / 6, \quad (8.40)$$

где ω_p — резонансная частота системы.

Резонансная частота ω_p и используемые в расчете частотные характеристики системы могут быть получены по данным расчета оптимальной настройки регулятора. Примеры расчета $y(t)$ по формуле (8.39) приведены в [39]. Удобные формулы для построения переходного процесса рассмотренным методом содержатся в [24].

Для выполнения отдельных этапов и полного синтеза АСР разработаны алгоритмы и программы расчетов на ЭВМ. В [23] приведены программы для расчета на ЭВМ КЧХ замкнутых и разомкнутых автоматических систем регулирования, границы области заданного запаса устойчивости для АСР с ПИ-регулятором, переходных характеристик объектов и замкнутых АСР, статистических характеристик случайных возмущений. Полный алгоритмический синтез АСР может быть выполнен с использованием пакета прикладных программ (ППП), реализованного на ЕС ЭВМ (ДОС) [29]. Основные модули ППП позволяют решать следующие задачи: расчет КЧХ элементов структурной схемы АСР, решение нелинейных уравнений типа $F(x) = 0$, поиска максимума унимодальных функций и глобального экстремума функции нескольких переменных при ограничении типа неравенств, расчет переходных процессов и построение их графиков.

Системы регулирования с добавочными информационными каналами используют в тех случаях, когда одноконтурная АСР (см. рис. 8.31) не обеспечивает требуемой динамической точности регулирования.

На рис. 8.50 показана структурная схема простейшей каскадной АСР. Введение добавочной вспомогательной регулируемой величины $z(t)$, выбираемой в относительной близости от регулирующего органа объекта РО, позволяет снизить влияние на главную регулируемую величину $y(t)$ возмущений, идущих по каналу РО. Каскадная АСР содержит два регулятора (стабилизирующий РС и корректирующий РК) и имеет два замкнутых контура. В тех случаях, когда существенно действие возмущений по каналу РО, и вспомогательная регулируемая величина реагирует на эти воз-

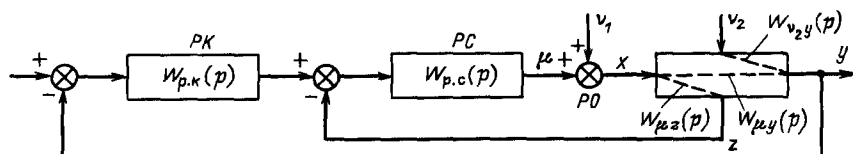


Рис. 8.50. Структурная схема каскадной АСР

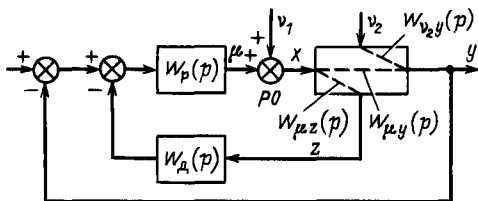


Рис. 8.51. Структурная схема АСР с добавочным импульсом по производной из промежуточной точки

мушения со значительно меньшей инерционностью, чем основная регулируемая величина. Каскадная схема позволяет, например, повысить точность поддержания давления пара, вырабатываемого паровым котлом, если в топке сжигается топливо переменного качества или возможны самопроизвольные изменения его количества из-за несовершенства топливоподающих устройств.

Другой вариант схемы с добавочным информационным каналом изображен на рис. 8.51. Здесь регулятор получает информацию об изменении основной $y(t)$ и вспомогательной $z(t)$ величин. Преобразователь $W_d(p)$ осуществляет дифференцирование сигнала $z(t)$ по времени, и дополнительное воздействие на регулятор передается только при изменении $z(t)$. Эта схема с добавочным импульсом по производной из промежуточной точки может быть преобразована к эквивалентной каскадной со стабилизирующим и корректирующим регуляторами (рис. 8.52).

Снижение эффекта влияния «опасных» возмущений на регулируемую величину может быть достигнуто применением *комбинированных* АСР, в которых сочетаются принципы регулирования по отклонению и по возмущению. Структурная схема комбинированной АСР (системы с компенсацией возмущений) показана на рис. 8.53. Если в комбинированной АСР оператор преобразователя $W_d(p)$ выбирается в соответствии с условием

$$W_{д}^{вкл}(p) = \frac{W_{vy}(p)}{W_p(p) W_{\mu y}(p)}, \quad (8.41)$$

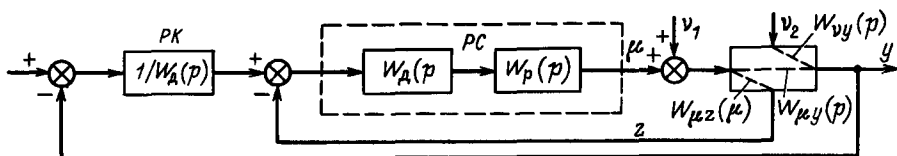


Рис. 8.52. Эквивалентная схема АСР с добавочным импульсом по производной из промежуточной точки

то регулируемая величина $y(t)$ оказывается независимой от действующего возмущения v (условие *абсолютной инвариантности* по отношению к компенсируемому возмущению v).

Если инерционность регулирующего канала $W_{\mu y}(p)$ больше инерционности канала возмущения $W_{vy}(p)$ (что часто бывает на практике), то условие (8.41) приводит к физически нереализуемой системе и выполняется приближенно. В реальных комбинированных АСР используют устройство ввода возмущения $W_d(p)$ с характеристиками пропорционального или реального дифференцирующего звена (см. п. 8.4.2).

Расчет каскадных АСР значительно сложнее, чем одноконтурных. В простейшем случае в двухконтурной схеме с двумя ПИ-регуляторами должны определяться четыре параметра настройки. Поиск экстремума критерия качества в пространстве четырех переменных при необходимости учета ограничений на запас устойчивости возможен только при использовании сложных математических методов и средств вычислительной техники.

Существуют частные случаи, когда расчет каскадной АСР можно выполнить путем выделения одного из контуров и расчета его настройки независимо от другого регулятора с использованием приемов расчета одноконтурных АСР [33].

Случай 1. Если в процессе функционирования каскадной АСР возможно на некоторое время отключение корректирующего регулятора, то в системе остается один замкнутый контур — контур стабилизирующего регулятора. При таком допущении можно рассчитать настройку стабилизирующего регулятора по характеристике $W_{\mu z}(p)$ методами расчета одноконтурных АСР. После этого определяют характеристику эквивалентного объекта для корректирующего регулятора

$$W_{об. экв 2}(p) = \frac{W_{\mu y}(p) W_{p 1}(p)}{1 + W_{\mu z}(p) W_{p 1}(p)} \quad (8.42)$$

и рассчитывают параметры настройки этого регулятора.

Случай 2. Если инерционность регулируемого объекта относительно промежуточной ре-

нием наилучшего сближения $W_d^{на}(j\omega)$ и $W_d(j\omega)$ в окрестности точки $\omega=0$ по формулам

$$k_d T_d = \frac{k_v}{k_\mu} \frac{T_n}{k_p}; \quad T_d = T_n + T_{v1} - T_{\mu1}. \quad (8.50)$$

Для расчета параметров дифференциатора по (8.50) передаточные функции объекта регулирования должны быть представлены в виде

$$W_{\mu y}(p) = \frac{k_\mu}{1 + T_{\mu1}p + T_{\mu2}p^2 + \dots};$$

$$W_{vy}(p) = \frac{k_v}{1 + T_{v1}p + T_{v2}p^2 + \dots}.$$

8.4.6. ОПТИМИЗАЦИЯ СТАТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Оптимизация статических режимов производится на основе *статической математической модели* объекта управления (ОУ). Статическая модель ОУ выделяется из некоторой единой и всеобъемлющей сложной математической модели реального объекта (см. п. 8.4.2), а общая задача управления подразделяется на более простые частные задачи. Такой прием называется *декомпозицией* и оказывается эффективным, а иногда и единственно возможным для решения задачи оптимального управления сложным объектом. Систему управления сложным объектом можно представить в виде двухуровневой структуры (рис. 8.55). На нижнем уровне такой иерархической структуры находятся АСР, устраняющие влияние всех возмущений v_i и поддерживающие выходные величины объекта y_k в соответствии с управляющими воздействиями u_k , вырабатываемыми управля-

ющим устройством УУ высшего уровня. Синтез АСР производится на основе *инерционной модели* объекта, отражающей его динамические свойства, а для реализации алгоритма оптимального управления используется *статическая модель* ОУ. В зависимости от решаемой задачи могут использоваться статические (безынерционные) модели различной степени сложности (см. рис. 8.25). Наиболее простой безынерционной моделью является детерминированная, многомерная, линейная, стационарная, наиболее сложной — вероятностная, многомерная, нелинейная, нестационарная.

Пусть состояние объекта определяется набором входных величин x , входных величин y и управляющих воздействий u :

$$x = \{x_1, x_2, \dots, x_m\};$$

$$y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\};$$

$$u = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}.$$

Математическая модель объекта для решения задачи оптимизации статических режимов включает в себя [20, 38]:

1) уравнение статической связи между входными и выходными величинами

$$y = F(x, u); \quad (8.51)$$

2) ограничения на величины

$$S(x, y, u) \leq 0, \quad (8.52)$$

где S — обозначение оператора ограничений;

3) уравнение связи с другими объектами

$$x_r = \sum_{k=1}^l C_{rk} y_k, \quad (8.53)$$

где C_{rk} — элемент матрицы, состоящей из нулей и единиц и определяющей наличие связи между выходами k -го и входами r -го объектов; l — число объектов, входящих в ТОУ.

Критерий управления J представляет собой функцию, связывающую между собой управляющие воздействия и параметры состояния объекта

$$J = J(u, x, y, t) \quad (8.54)$$

и подлежащую минимизации (или максимизации) при поиске оптимального решения задачи управления.

В некоторых случаях используют интегральную форму критерия управления

$$J = \int_0^T g(u, x, y, t) dt, \quad (8.55)$$

где g — мгновенное значение показателя ка-

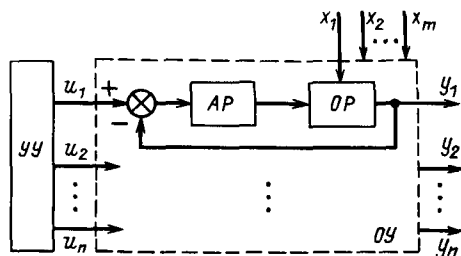


Рис. 8.55. Структурная схема двухуровневой системы управления (декомпозиция задачи управления)

чества; T — интервал времени, на котором рассматривается задача управления (например, плановый период).

В управлении должен использоваться единственный критерий. Если в некотором процессе желательно оптимизировать одновременно несколько показателей качества, то необходимо отдать предпочтение одному из них и считать его критерием управления, а остальные показатели представить в виде ограничений.

Можно также объединить эти показатели в единый критерий посредством их линейной комбинации, например в форме

$$J = \psi_1 J_1 + \psi_2 J_2, \quad (8.56)$$

где ψ_1, ψ_2 — весовые коэффициенты.

Критерий управления должен быть выражен через *наблюдаемые переменные*, т. е. такие переменные, которые контролируются автоматическим или оператором.

Процесс оптимизации сводится к решению уравнений и вычислению значений управляющих воздействий, при которых критерий управления принимает минимальное (максимальное) значение в области допустимых значений переменных (см. § 4.12 кн. 1 настоящей серии).

Во многих случаях получение достаточно точной математической модели объекта связано с большими трудностями или невозможно. В подобной ситуации могут быть использованы *экспериментально-статистические методы*, позволяющие находить оптимальные условия функционирования объекта по данным непосредственного эксперимента на действующем объекте. Экспериментально-статистические методы подразделяют на *активные* и *пассивные*.

На практике применение пассивных методов ограничено, так как основные условия их применения (независимость помех, искажающих реакцию на выбранное случайно изменяющееся входное воздействие, от входного воздействия и достаточно широкий спектр воздействия, по которому производится идентификация объекта) чаще всего не выполняются. Активные методы предполагают получение информации об объекте на основе специально спланированных экспериментов. Их применение связано с организацией испытательных воздействий на объект. Достаточная эффективность экспериментально-статистических методов оптимизации обнаруживается в случаях, когда объект управления не обладает заметной инерционностью. Объект может быть нестационарным вероятностным. Для экспериментальной оптимизации применяют методы эволюционного планирования [38].

8.4.7. ОПТИМИЗАЦИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Оптимизация динамических режимов относится к наиболее сложным задачам из числа реализуемых управляющей подсистемой АСУ ТП. Примерами задач этого класса являются задачи на *максимальное быстроедействие*, когда требуется перевести систему из одного состояния в другое за минимальное время, и задачи на *минимальную стоимость*, заключающиеся в минимизации затрат на заданном интервале времени. Указанные цели соответствуют широкому кругу практических задач оптимизации.

Общая форма математической модели объекта управления (рис. 8.56) для решения задач динамической оптимизации — векторное дифференциальное уравнение

$$\frac{dy}{dt} = f(y, u), \quad (8.57)$$

где y — n -мерный вектор выходных переменных; u — r -мерный вектор управляющих воздействий; f — n -мерная вектор-функция векторных аргументов.

По физическим соображениям класс управляющих воздействий $u(t)$ ограничивается кусочно-непрерывными управлениями с ограниченными компонентами, т. е.

$$u(t) \in u, \quad \forall t, \quad (8.58)$$

где u — область управления, представляющая замкнутое и ограниченное пространство, не зависящее от y и t .

Любое управление $u(t) \in u$ называется допустимым.

Предполагается, что функция $f = f(y, u)$ непрерывна и имеет непрерывные частные производные по y .

Задача оптимизации формулируется следующим образом: необходимо отыскать такое допустимое управление $u(t)$, чтобы перевести систему из состояния $y(0)$ при $t_k = t_0 = 0$ в заданное состояние $y(T)$ в конечный момент времени $t_k = T$, где T — может быть как закреплено, так и свободно, таким образом, чтобы функционал

$$J = \int_0^T [y(t), u(t)] dt \quad (8.59)$$

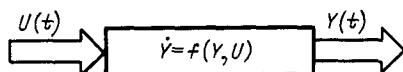


Рис. 8.56. Структура объекта управления

8.5. ТЕПЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ

8.5.1. ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Тепловые объекты управления являются сложными динамическими системами (см. п. 8.2.4). Реальные объекты *многомерны*. Между регулируемы (управляемыми) величинами существуют взаимные связи, обусловленные наличием общих входных воздействий, изменение каждого из которых приводит к изменению не одной, а нескольких выходных величин. Анализ характера взаимных связей регулируемых величин имеет принципиальное значение для решения задач синтеза системы управления. Важно различать взаимосвязи, обусловленные наличием общих возмущений и общих регулирующих (управляющих) воздействий (рис. 8.59). В первом случае автоматическая система регулирования объекта с несколькими регулируемыми величинами распадается на соответствующее число независимых АСР с одной регулируемой величиной. Связь же регулируемых величин через общие регулирующие воздействия требует коренного изменения структуры АСР многомерного объекта. Наличие перекрестных связей между регулируемыми величинами и регулирующими величинами приводит к необходимости введения компенсирующих перекрестных связей между отдельными регуляторами.

Пример структуры многомерного объекта показан на рис. 8.60. Анализ характера и степени взаимных связей регулируемых величин обычно приводит к возможности представления многомерного объекта в виде нескольких отдельных относительно обособленных участков. Каналы многомерного объекта могут существенно различаться по инерционным свойствам.

По физической природе тепловые объекты *нелинейны*, но присущие им нелинейности обычно монотонны и непрерывны, что дает возможность применять линейные математические модели для решения широкого круга задач. Однако возможность применения линейных моделей должна обосновываться не только математически, но и физически.

Обычно экспериментальные динамические характеристики объекта регулирования определяют совместно с такими элементами реальной системы, как регулирующие органы и средства измерения (датчики, измерительные преобразователи), что следует учитывать, например, при сопоставлении результатов экспериментального исследования объекта и его

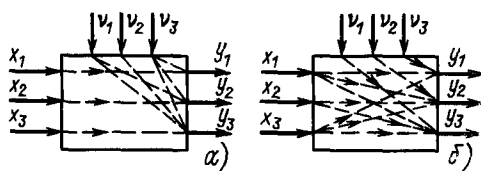


Рис. 8.59. Структурные схемы многомерных объектов:

а — с общими возмущающими воздействиями;
б — с общими регулируемыми воздействиями

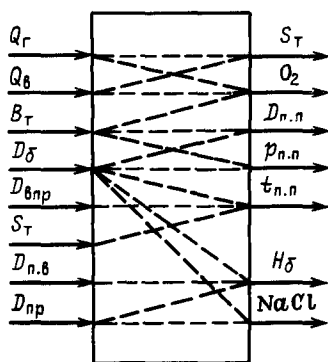


Рис. 8.60. Структурная схема барабанного котла:

входные величины: расход: Q_r — дымовых газов; Q_b — воздуха; B_t — топлива; D_6 — вырабатываемого пара; $D_{впр}$ — впрыска в парохладитель; $D_{п.п}$ — питательной воды; $D_{пр}$ — продувочной воды; S_t — разрежение в топке; регулируемые величины: S_t — разрежение в топке; O_2 — содержание кислорода в дымовых газах; $D_{п.п}$ — паропроизводительность; $p_{п.п}$ — давление перегретого пара; $t_{п.п}$ — температура пара; H_6 — уровень воды в барабане; $NaCl$ — солеосодержание котловой воды

аналитического описания.

Полное описание объекта должно содержать *уравнения* или *характеристики статических режимов* и *уравнения* или *характеристики динамики* (дифференциальные уравнения, динамические характеристики) и может быть получено экспериментальными, аналитическими и экспериментально-аналитическими методами [4, 33, 34, 38, 39, 43].

Уравнения статических режимов тепловых объектов, описывающие установившееся состояние системы при неизменных входах и выходах

$$y_k = f(x_i) \quad (8.61)$$

тепловых объектов, как правило, нелинейны, и соответствующая (8.61) статическая характеристика имеет форму, показанную на

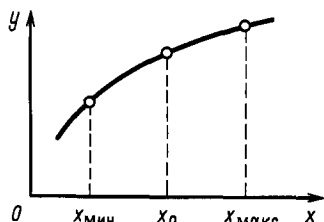


Рис. 8.61. Статическая характеристика

рис. 8.61. В окрестности заданного режима x_0 , y_0 нелинейное уравнение (8.61) можно линеаризовать (см. п. 8.4.2).

Если по физической сущности решаемой задачи можно предположить малость отклонений координат от заданного режима, то допустима линеаризация и дифференциального уравнения, связывающего рассматриваемые переменные. Это позволяет использовать для описания объекта его динамические характеристики в окрестности режима, для которого произведена линеаризация.

Динамические характеристики тепловых объектов при всем многообразии последних обладают некоторыми типичными свойствами, определяющими структуру их линейных математических моделей.

По виду реакции на ступенчатое изменение входной величины различают:

объекты с самовывравниванием, обладающие переходной характеристикой экспоненциальной (малое влияние распределенности параметров) или S-образной формы (рис. 8.62). Передаточная функция таких объектов может быть представлена в виде

$$W_{x_i-y_k}(p) = \frac{ke^{-p\tau}}{\prod_{l=1}^n (T_l p + 1)} \quad (8.62)$$

при экспоненциальной $h(t) - \tau=0$; $n=1$;

объекты без самовывравнивания с переходными характеристиками, имеющими вид, показанный на рис. 8.63. Передаточная функция таких объектов содержит в знаменателе в качестве множителя p

$$W_{x_i-y_k}(p) = \frac{ke^{-p\tau}}{T_p \prod_{l=1}^n (T_l p + 1)} \quad (8.63)$$

в частном случае $\tau=0$; $n=0$ (рис. 8.63, а);

объекты с немонотонной переходной характеристикой с самовывравниванием и без самовывравнивания (рис. 8.64). Математические модели таких объектов представляются

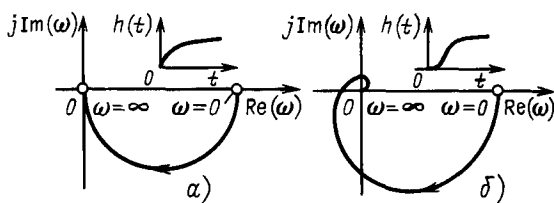


Рис. 8.62. Комплексные частотные и переходные характеристики объектов с самовывравниванием:

а — одномерного объекта; б — объекта с распределенными параметрами

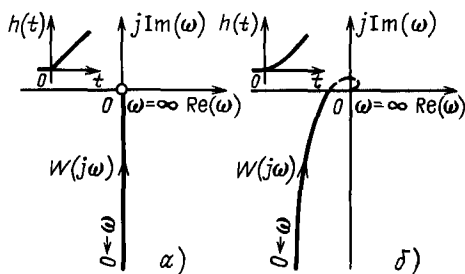


Рис. 8.63. Комплексные частотные и переходные характеристики объектов без самовывравнивания:

а — одномерного объекта; б — объекта с распределенными параметрами

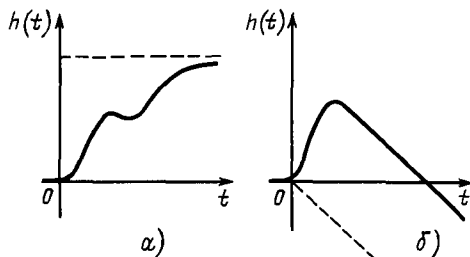


Рис. 8.64. Немонотонные переходные характеристики:

а — объекта с самовывравниванием; б — объекта без самовывравнивания

передаточными функциями, соответствующими цепочками последовательно и параллельно включенных элементарных звеньев, например простейшая математическая модель объекта с немонотонной характеристикой без самовывравнивания имеет вид

$$W_{x_i-y_k}(p) = \frac{k_1}{p} - \frac{k_2}{T_p p + 1}$$

При изменении исходного режима изменяются не только коэффициенты математической модели динамики, но может измениться и структура модели [4, 31].

8.5.2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Процесс экспериментального определения характеристик промышленного объекта состоит из трех основных этапов:

1) планирования и подготовки эксперимента. На этом этапе выявляют основные возмущающие и регулирующие воздействия, регулируемые и контролируемые величины, допустимые технологическим регламентом изменения входных и выходных величин, строят и анализируют общую структуру объекта, оценивают уровень помех, определяют порядок опытов;

2) проведения эксперимента;

3) обработки результатов, включая поиск уравнений, аппроксимирующих экспериментальные характеристики.

Определение статистических характеристик регулярым методом. Входную величину последовательно изменяют от минимального $x_{i \min}$ до максимального $x_{i \max}$ значения и регистрируют установившиеся значения выходной величины y_i для каждого фиксированного значения входной величины. Все другие входные величины, влияющие на данную выходную, во время эксперимента должны быть стабилизированы. Для устранения влияния неконтролируемых помех опыт при одних и тех же значениях переменной x_i проводят многократно, и обработку результатов производят методами математической статистики [5, 31] (см. также разд. 11 кн. 2 настоящей серии).

Определение статистических характеристик статистическими методами. Исходные данные получают в результате наблюдения

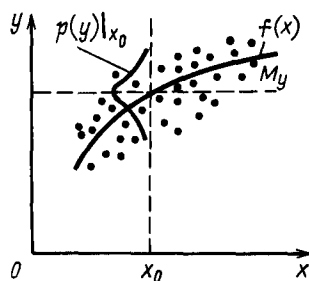


Рис. 8.65. Корреляционное поле случайных величин y и x и кривая регрессии $y=f(x)$

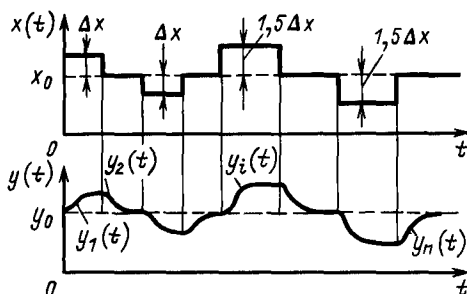


Рис. 8.66. Экспериментальное определение переходной характеристики

и регистрации случайно изменяющихся входных и выходных переменных в процессе нормальной эксплуатации исследуемого объекта (пассивный эксперимент). По результатам наблюдений строят корреляционное поле (рис. 8.65). Зависимость математического ожидания $M_{y/x}$ величины y , подсчитанного по условному закону распределения $p(y/x)$ (плотность распределения y при условии, что входная переменная имеет фиксированное значение), от значения x называется *кривой регрессии* y по x . Кривая $f(x)$ характеризует влияние изменений x на среднее (наиболее вероятное) значение y . Для успешного применения метода для исследования статистики инерционного объекта требуется большой объем исходной информации: статистические характеристики (авто- и взаимно корреляционные функции) случайных процессов на входе и выходе объекта, знание динамических свойств объекта [31].

Определение переходных характеристик. При снятии переходных характеристик стабилизируют исходный режим так, чтобы в момент времени, принимаемый за начало отсчета, выполнялись условия $y(0)=\text{const}$, $y'(0)=0$, $y''(0)\approx 0$, и наносят ступенчатое возмущение путем быстрого изменения положения регулирующего органа объекта по исследуемому каналу. Регистрацию выходной величины $y(t)$ производят таким образом, чтобы зафиксировать исходный режим, изменение $y(t)$ и наступление нового установившегося режима [с некоторого момента времени должны выполняться условия $y(t)=\text{const}$, $y'(t)=0$, а для объектов без самовывравнивания $y(t)=a_0 + a_1 t$; $y'(t)=\text{const}$]. Опыт повторяют несколько раз при возмущениях $\pm x_0 1(t)$ и $\pm 1,5x_0 1(t)$ (рис. 8.66). Переходная характеристика определяется по результатам каждого опыта:

$$h_i(t) = y_i(t) / x.$$

Если абсолютные значения ординат $h_i(t)$

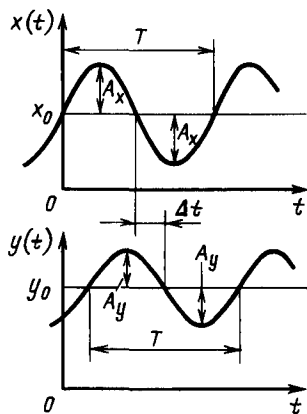


Рис. 8.67. Экспериментальное определение частотных характеристик при гармоническом испытательном сигнале

для одного и того же момента времени существенно не различаются, то это свидетельствует о допустимости предположения о линейности и стационарности динамических свойств объекта. При существенном различии $h_i(t)$ в разных опытах следует уменьшить возмущение и провести опыты повторно.

Усредненная по результатам n опытов переходная характеристика

$$\bar{h}(t) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n h_i(t)$$

может быть использована для получения графика КЧХ или математической модели в виде дифференциального уравнения, передаточной функции методами, изложенными в [4, 39].

Определение частотных характеристик производится с использованием *гармонического испытательного сигнала*, для возбуждения которого необходим специальный генератор, или *периодического входного воздействия прямоугольной (трапецидальной) формы*, которое может быть получено путем быстрой перестановки регулирующего органа в заданные положения через определенные интервалы времени с использованием генератора или вручную. Для получения частотных характеристик записывают (в режиме установившихся колебаний) изменения входной и выходной величин (рис. 8.67). По результатам опытов при разных частотах входного воздействия определяются амплитудно-частотная $A(\omega_i) = A_y/A_x$ и фазочастотная $\varphi(\omega_i) = 2\pi\Delta t_i/T_i$ характеристики.

Область частот, в которой проводится эксперимент, должна быть оценена по априор-

ным данным и уточнена в ходе опытов (для расчета АСР необходимо располагать КЧХ объекта в пределах второго и третьего квадрантов комплексной плоскости).

При использовании испытательного сигнала в форме прямоугольной волны усложняется обработка результатов опытов. Для входного воздействия и выходного сигнала определяют параметры первых гармонических составляющих разложения в ряд Фурье, по амплитудам и фазовому сдвигу которых рассчитывают точки КЧХ.

Частотные характеристики объекта могут быть получены путем возбуждения вынужденных колебаний в замкнутой АСР. Схема проведения эксперимента показана на рис. 8.68. В этом случае для выработки гармонического испытательного сигнала используется мало-мощный генератор. Обработка результатов опытов не отличается от ранее рассмотренной процедуры. Для генерирования незатухающих колебаний используется также способ, основанный на возбуждении в замкнутой нелинейной системе устойчивых автоколебаний [33]. Схема системы в режиме идентификации имеет вид, показанный на рис. 8.68, б. В нормальном режиме работы АСР ключ K разомкнут; при переходе в режим идентификации ключ замыкают и выходной сигнал $y(t)$ через нелинейный элемент $HЭ$ и добавочный линейный фильтр $W_\Phi(p)$ подается на вход системы. При надлежащем выборе характеристики $HЭ$ в системе возникают устойчивые автоколебания, амплитуда и период которых могут быть изменены в требуемом направлении путем изменения характеристик $HЭ$ и добавочного фильтра $W_\Phi(p)$. В простейшем случае $HЭ$ может представлять собой двухпозиционные ре-

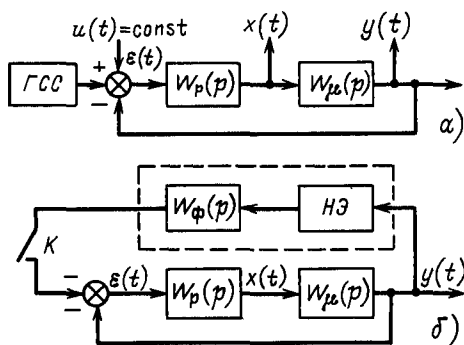


Рис. 8.68. Схема эксперимента по определению частотных характеристик путем возбуждения колебаний в замкнутой АСР:

а - с использованием генератора синусоидальных сигналов (ГСС); б - с использованием добавочного замкнутого контура с нелинейным элементом

ле с характеристиками, подобными изображенным на рис. 8.27 и 8.28, а.

Рассмотренные методы получения частотных характеристик используют в системах управления для определения (уточнения) динамических свойств объекта с целью оптимизации работы АСР (см. п. 8.4.7).

Для исследования характеристик объектов регулирования частотными методами используют специальные устройства. *Анализатор передаточных функций* АО-6 позволяет автоматически получать частотные характеристики одновременно для нескольких каналов [39].

Определение динамических характеристик реальных объектов методами пассивного эксперимента путем математической обработки записей реализаций случайно изменяющихся возмущающих воздействий и выходных величин возможно при выполнении двух основных условий:

1) случайные помехи, искажающие реакцию на выбранное входное воздействие, должны быть независимыми от этого воздействия;

2) входное воздействие, по которому осуществляется идентификация, должно обладать достаточно широким спектром — не меньшим, чем полоса частот, в пределах которой требуется оценить динамическую характеристику системы.

Применение методов пассивного эксперимента сопряжено с необходимостью изучения статистических характеристик реальных промышленных случайных процессов. Вопросы планирования эксперимента для изучения и описания реальных случайных процессов с учетом спецификации тепловых объектов рассмотрены в [7, 31].

8.5.3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Аналитические методы позволяют описать статистику и динамику тепловых объектов регулирования с достаточной для решения многих задач степенью точности. Уравнения статистики, как правило, получают на стадии теплотехнических расчетов объекта. Описание динамики вновь проектируемых объектов обычно отсутствует. *Дифференциальные уравнения* являются наиболее общей формой описания динамических свойств объекта. Составление дифференциальных уравнений базируется на использовании физических законов, определяющих процессы в системе. Например, при описании теплотехнических объектов используют уравнения теплового и материального балансов, уравнения теплообмена, тепло-

проводности и другие конкретные формы выражения основных физических законов сохранения энергии, вещества, количества движения и т. д.

Сложность теплотехнических объектов управления предопределяет необходимость упрощений, принимаемых на стадии выбора математической модели. Например, математическое описание динамики реальной системы с распределенными параметрами может быть в форме обыкновенных нелинейных дифференциальных уравнений. Для расчета АСР достаточно располагать линейной моделью, которая получается в результате линеаризации исходного нелинейного уравнения. Методы построения математических моделей тепловых объектов на основе обыкновенных дифференциальных уравнений рассмотрены в [22, 31].

Построение математической модели таких теплотехнических объектов, как теплообменники с однофазным или двухфазным теплоносителем, может быть осуществлено с учетом распределенности параметров [34]. Исходные уравнения в частных производных (уравнения энергии, сплошности, движения) решаются с учетом уравнений состояния, граничных условий и некоторых дополнительных упрощающих предположений. Решение в области изображений по Лапласу позволяет получить выражения передаточных функций распределенной системы. Коэффициенты этих передаточных функций определяются с использованием теплофизических характеристик теплообменника [43].

8.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

8.6.1. СТРУКТУРА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Решение задач автоматизации обеспечивается совокупностью технических средств Государственной системы приборов (ТС ГСП) [1, 32]. По функциональному назначению ТС ГСП подразделяются на пять групп, относящихся к четырем иерархическим уровням структуры ГСП (рис. 8.69).

Средства получения информации (см. разд. 8 кн. 2 настоящей серии) предназначены для обеспечения информацией всех вышерасположенных в иерархической структуре ТС ГСП, непосредственно взаимодействуют с объектом управления и преобразуют измеряемые и регулируемые величины в унифицированные (электрические, пневматические) или естественные электрические выходные сигналы.

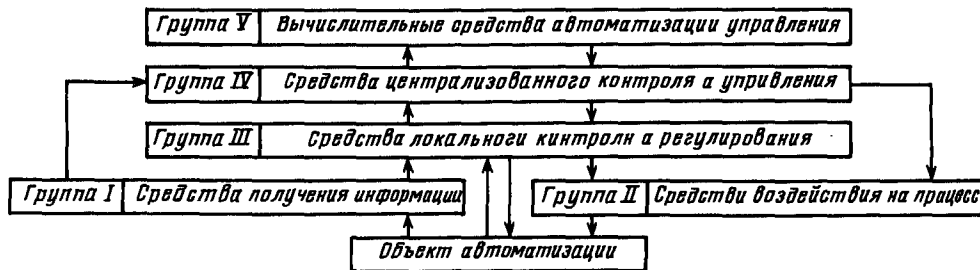


Рис. 8.69. Функциональная иерархическая структура технических средств ГСП

Средства локального контроля и регулирования предназначены для реализации заданного алгоритма регулирования (см. п. 8.4.3) и информационной структуры автоматических одноконтурных, каскадных, комбинированных, многоконтурных и многосвязных систем регулирования. Технические средства этой группы обеспечивают возможность построения как простейших АСР, так и локальных подсистем автоматического регулирования сложных объектов управления в иерархических АСУ ТП.

Средства централизованного контроля и управления предназначены для построения систем автоматизации ТОО высокой информационной мощности. Эти средства выпускаются в виде агрегатных комплексов централизованного контроля и управления и информационно-вычислительных комплексов.

Вычислительные средства автоматизации управления (см. п. 8.1.5) предназначены для реализации сложных информационных и управляющих функций АСУ ТП, которые не могут быть возложены на ТС нижестоящих уровней.

Средства воздействий на процесс осуществляют реализацию управляющих и регулирующих воздействий на объект автоматизации путем изменения положения регулирующих органов объекта. Основу этой группы составляют исполнительные механизмы.

Решение простых задач автоматизации (двух- и трехпозиционное регулирование, одноконтурное автоматическое регулирование) полностью обеспечивается средствами локального контроля и регулирования. Сложные АСР (каскадные, комбинированные, многосвязные) требуют для своей реализации использования средств получения информации, средств локального контроля и регулирования и средств воздействия на процесс. Вся совокупность ТС ГСП используется для построения АСУ ТП сложных объектов.

8.6.2. СРЕДСТВА ЛОКАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

В состав этой группы ТС ГСП входят следующие приборы:

- 1) датчики-реле, показывающие, регистрирующие и регулирующие (универсальные и специализированные) приборы;
- 2) автоматические регуляторы прямого действия;
- 3) электронные регуляторы и электрические регулирующие и сигнализирующие устройства;
- 4) агрегатные комплексы средств автоматизации;
- 5) регулирующие программируемые микропроцессорные приборы ПРОТАР, ПРОТЕРМ, ТЕПЛАР, ПРОЛОГ;
- 6) регулирующие микропроцессорные контроллеры;
- 7) комплексы средств автоматизации простых объектов.

Для автоматического регулирования с применением простейших нелинейных алгоритмов (см. п. 8.4.3) используют:

датчики-реле (бесшкальные) температуры, давления, уровня, разности давлений и расхода, наличия потока;

показывающие и регистрирующие приборы с контактными устройствами [1, 32].

Приборы этого типа снабжены электрическим двух- или трехпозиционным контактным устройством и применяются совместно со средствами воздействия на процесс. Заданное значение регулируемой величины устанавливается в пределах диапазона преобразования датчика-реле или шкалы показывающего (регистрирующего) прибора.

Регуляторы прямого действия работают без вспомогательных источников энергии, реализуют простейшие алгоритмы регулирования (П и И) и применяются для автоматизации простых объектов с малым числом регулируе-

мых переменных при отсутствии повышенных требований к качеству АСР (АСР паровых котлов малой производительности, теплообменников индивидуальных и центральных тепловых пунктов, нагревательных печей, газосмесительных станций и т. п.). Эти регуляторы используют для автоматического поддержания на заданных значениях температуры, давления, перепада давлений, расхода пара, газообразных и жидких сред.

Регулятор температуры РТ (рис. 8.70) состоит из регулирующего органа 1, исполнительного механизма 2 и герметичной термосистемы, содержащей термобаллон 3 с узлом настройки 4. Термобаллон и исполнительный механизм соединены капиллярной трубкой (капилляром) 5. При регулировании температуры воздействием на расход греющей среды применяют регуляторы с прямым (нормально закрытым) клапаном (рис. 8.70, а), охлаждающей среды — с обратным (нормально открытым) клапаном (рис. 8.70, б). Технические характеристики регуляторов РТ приведены в табл. 8.11. Изготовитель — сафоновский завод «Теплоконтроль» (Смоленская область).

Регуляторы температуры РТ-3513, РТБ предназначены для использования в системах централизованного теплоснабжения [32].

Регуляторы давления прямого действия (рис. 8.71) предназначены для поддержания заданного давления пара, неагрессивных жидкостей и газообразных сред [32]. Регулятор давления РД-32 имеет пределы регулирования 0,025—0,1 и 0,063—0,25 МПа (по спецификации заказа), диаметр условного прохода 32 мм; температура регулируемой среды 0—200 °С; давление — до 1,6 МПа. Изготовитель — сафоновский завод «Теплоконтроль».

Регулятор давления жидкости РДЖ-1 предназначен для поддержания заданного давления «после себя» агрессивных

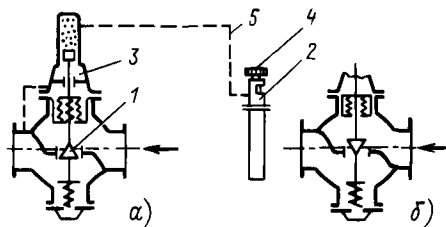


Рис. 8.70. Схема регулятора температуры прямого действия с обратным клапаном (а) и схема прямого клапана (б)

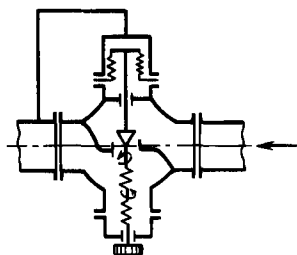


Рис. 8.71. Схема регулятора давления прямого действия

и нейтральных жидкостей; пределы настройки 0,01—0,1 МПа; диаметр условного прохода 10 мм; температура регулируемой жидкости 5—45 °С; давление — от 0,1 до 0,6 МПа.

Регуляторы давления газа РД-25-64, РД-40-64 предназначены для поддержания заданного давления газа «после себя»; верхний предел настройки — до 2,5 МПа, диаметр условного прохода 25 мм (РД-25-64) и 40 мм (РД-40-64); условное давление 6,4 МПа.

Регуляторы давления «после себя» типов 12с12нж, 21нж12нж, 21с10нж, 21с15нж, 21нж15нж и «до себя» 21с12нж, 21нж12нж,

Таблица 8.11. Регуляторы температуры типа РТ-ДО(ДЗ)

Тип	Диаметр условного прохода, мм	Пределы настройки, °С	Коэффициент пропускной способности, м ³ /ч	Длина капилляра, м	Длина термобаллона установочная, мм
РТ-ДО(ДЗ)-15	15	0—40; 20—60	2,5	1,6; 2,5; 4; 6; 10	310; 300
РТ-ДО(ДЗ)-25	25	40—80; 60—100	6		290; 280
РТ-ДО(ДЗ)-40	40	80—120	16		270
РТ-ДО(ДЗ)-50	50	100—140	25		375
РТ-ДО(ДЗ)-80	80	120—160; 140—180	60		320

Примечание. Температура регулируемой среды — от —15 до 225 °С; давление — до 1,6 МПа; зона пропорциональности 10 °С; зона нечувствительности — не более 1 °С; пропускная характеристика регулирующих органов — линейная.

21с12нж предназначены для поддержания заданного давления жидких и газообразных агрессивных и неагрессивных сред; пределы регулирования — от 0,015 до 5,2 МПа; диаметры условного прохода 50, 80, 100 и 150 мм; температура регулируемой среды — от -15 до $+300$ °С; условное давление — до 1,6 МПа. Изготовители — Котельниковский арматурный завод ПО «Волгограднефтемаш» (12с12нж, 21нж12нж, 21с12нж, 21нж12нж), ПО нефтеперерабатывающего машиностроения (г. Бугульма) и Дугинский механический завод (21ч10нж, 21ч12нж), ЛПОА «Знамя труда» им. И. И. Лепсе (15с15нж, 21нж15нж).

Другие типы регуляторов прямого действия см. в [1, 32, 44].

Электронные регуляторы и электрические регулирующие и сигнализирующие устройства приборного типа предназначены для автоматического регулирования температуры и других параметров и применяются главным образом в системах автоматизации установок вентиляции, кондиционирования воздуха, отопления, горячего водоснабжения и т. п. Регуляторы реализуют позиционные или типовые линейные алгоритмы регулирования (в сочетании с исполнительным механизмом постоянной скорости) и работают в комплексе с термоэлектрическими преобразователями или термопреобразователями сопротивления.

Регуляторы температуры электронные типа Ш45 работают по ПД, ПИД или трехпозиционному алгоритмам. Выпускаются в восьми модификациях. Габаритные размеры $100 \times 100 \times 270$ мм. Изготовитель — ереванское ПО «Электроприбор».

Регуляторы температуры типа ТМ выпускаются в модификациях: ТМ2 и ТМ4 — для двухпозиционного регулирования температуры (ТМ2) или разности температур (ТМ4); ТМ8 и ТМ12 — для трехпозиционного регулирования температуры (ТМ8) и разности температур (ТМ12); ТМ14 — для регулирования температуры по П-алгоритму. Габаритные размеры $90 \times 155 \times 255$ мм. Изготовитель — Орловское ПО «Промприбор».

Регуляторы температуры типа ТЭ выпускаются для двухпозиционного (ТЭ1ПЗ) и трехпозиционного (ТЭ2ПЗ) регулирования температуры в системах автоматизации установок вентиляции и кондиционирования воздуха. Габаритные размеры $210 \times 155 \times 230$ мм. Изготовитель — Орловское ПО «Промприбор».

Регуляторы температуры типа РТ предназначены для двухпозиционного (РТ2), трехпозиционного (РТ3) и пропорционального (РТ-П) регулирования температуры. Габарит-

ные размеры $90 \times 150 \times 215$ мм. Изготовитель — Ереванский завод приборов.

Регуляторы разности температур типа РРТ для двухпозиционного (РРТ-2), трехпозиционного (РРТ-3) и пропорционального (в комплекте с исполнительным механизмом) регулирования обеспечивают автоматическое поддержание разности температур двух сред в пределах $0-10$ °С и предназначены для использования в системах автоматизации установок вентиляции и кондиционирования воздуха. Габаритные размеры $100 \times 150 \times 235$ мм, изготовитель — завод «Камоприбор» (Армянская ССР).

Агрегатные комплексы средств автоматизации широко применяются для автоматизации сложных объектов тепловой и атомной энергетики, металлургии и других отраслей промышленности. Комплексы строятся по блочно-модульному принципу, что обеспечивает их широкие функциональные возможности и позволяет создавать сложные и разнообразные взаимосвязанные системы регулирования многосвязных объектов. В рамках ГСП изготавливается несколько разновидностей электронных агрегатных средств регулирования:

1) агрегатный комплекс электрических средств регулирования АКЭСР; изготовитель — Ивано-Франковское ПО «Геофизприбор»;

2) комплекс средств АКЭСР второй очереди; изготовитель — Чебоксарское ПО «Электроприбор»;

3) комплекс регулирующих и функциональных блоков на микроэлектронной базе «Каскад-2»; изготовитель — Московский завод тепловой автоматики (МЗТА);

4) комплекс приборов и устройств «Контур-2»; изготовитель — МЗТА;

5) комплекс контроля и регулирования с переменной структурой типа КМ 2201; изготовитель — Киевское ПО «Точэлектроприбор».

Комплексы применяются в сочетании со средствами получения информации и средствами воздействия на объект.

Наибольшее распространение в системах автоматизации теплотехнических процессов получили агрегатные комплексы АКЭСР; АКЭСР-2 и технические средства автоматизации, выпускаемые МЗТА («Каскад-2», «Контур-2»).

Агрегатированный комплекс электрических средств регулирования (АКЭСР) включает в себя регулирующие и функциональные устройства, предназначенные для преобразования унифицированных аналоговых электрических сигналов измерительных преобразователей технологических параметров и выработки командных аналоговых, импульс-

Таблица 8.12. Регулирующие устройства АКЭСР

Наименование и тип устройства	Назначение	Технические данные
Блоки регулирующие аналоговые РБА-II, РБА-III	Формирование сигнала рассогласования и его динамическое преобразование в аналоговый сигнал в соответствии с П-, ПД-, ПИ- или ПИД-законом регулирования; ограничение выходного сигнала по верхнему или нижнему уровню, кондуктивное разделение выходных цепей; безударное переключение с режима ручного управления на автоматический и обратно	Выходные сигналы при сопротивлении нагрузки: ≥ 2 кОм; 0 ± 10 В; $\leq 2,5$ кОм; $0-5$ мА; ≤ 1 кОм; $0-20$, $4-20$ мА Коэффициенты масштабирования $0-1$; пропорциональности $0,3-50$; постоянные времени демпфирования $0-10$ или $0-20$ с; интегрирования $5-500$ или $20-2000$ с, дифференцирования $0-100$ или $0-400$ с
Блоки регулирующие импульсные РБИ-I-П, РБИ-I-Ш	Формирование ПИ-закона регулирования в регуляторах, содержащих интегрирующие исполнительные устройства постоянной скорости	Выходные сигналы при сопротивлении нагрузки ≥ 2 кОм; ± 10 В (24 В для РБИ-I-П). Коммутационная способность тиристорных ключей по напряжению ≤ 127 В, по току $\leq 0,1$ А. Зона нечувствительности $0,2-2\%$. Постоянные времени демпфирования $0-20$ с, интегрирования $5-500$ или $10-20000$ с. Скорость связи $0,2-2,5\%/с$. Минимальная длительность импульса $0,1-1$ с. Изменение коэффициента масштабирования $0-1$ То же, что у РБИ-I
Блоки регулирующие импульсные с дискретной автоподстройкой РБИ2-П, РБИ2-Ш	То же, что РБИ-I и дискретное автомеханическое изменение параметров динамической настройки по внешним командным сигналам	
Блоки регулирующие импульсные с аналоговой автоподстройкой РБИ3-П, РБИ3-Ш	То же, что РБИ-I и аналоговое автоматическое изменение параметров динамической настройки по внешним управляющим сигналам	То же, что у РБИ-I. Кратность подстройки постоянной времени интегрирования > 5 . Диапазон аналоговой подстройки скорости связи $> 1,5$

Примечание. Для всех регулирующих устройств входные сигналы при входном сопротивлении ≤ 500 Ом; $0-5$ мА; ≤ 125 Ом; $0-20$, $4-20$; ≥ 10 кОм; 0 ± 10 В.

ных и позиционных сигналов для воздействия на электрические, электрогидравлические и электропневматические исполнительные устройства.

Регулирующие устройства АКЭСР (табл. 8.12) позволяют формировать П-, ПИ-, ПИД-законы регулирования и могут работать как с пропорциональными, так и с интегрирующими исполнительными механизмами постоянной скорости.

Функциональные устройства комплекса (табл. 8.13) обеспечивают выполнение операций ограничения сигналов, выбора экстремального сигнала, демпфирования, дифференцирования, интегрирования, сигнализации, выполнения ряда математических операций, гальванического разделения цепей и др.

На базе АКЭСР могут быть построены

системы регулирования и управления технологическими процессами, начиная от простейших с позиционными регуляторами и локальными контурами регулирования до сложных функциональных групп с развитыми вычислительными и логическими операциями.

В качестве сигналов связи между устройствами АКЭСР в пределах центральной части системы управления приняты сигналы напряжения постоянного тока $0 \div \pm 10$ В. При обмене аналоговой информацией с внешними устройствами используются сигналы связи постоянного тока $0-5$; $0-20$ или $4-20$ мА. Для повышения помехозащищенности и надежности центральной части внешние аналоговые сигналы вводятся обычно через блоки кондуктивного разделения.

Регулирующие и функциональные блоки

Таблица 8.13. Функциональные устройства АКЭСР

Наименование и тип устройства	Назначение	Технические данные
Блоки кондуктивно-го разделения суммирования, БКР1-П, БКР1-Ш	Гальваническое разделение входных и выходных электрических цепей, алгебраическое суммирование, демпфирование или дифференцирование	Основная погрешность преобразования по выходам $\pm 0,5\%$. Время демпфирования 0—24 с
То же БКР2-П, БКР2-Ш	Гальваническое разделение входных и выходных цепей по двум независимым каналам, демпфирование или дифференцирование	—
Блоки кондуктивно-го разделения с двух-предельной сигнализа-цией	Гальваническое разделение входных и выходных цепей, демпфирование или дифференцирова-ние и двухпредельная сигнализа-ция с независимой установкой порога срабатывания	Основная погрешность преоб-разования по выходам $\pm 0,5\%$. Ко-эффициенты масштабирования 0—1. Время демпфирования 0—24 с
Блоки нелинейных преобразований БНП-П, БНП-Ш	Получение нелинейной зависи-мости выходного сигнала от вход-ного и линейной комбинации вход-ных сигналов	Число участков аппроксимаций —6. Размеры участков 2—30 %. Коэффициенты усиления 0 — ± 10
Блок нелинейного преобразования БНП-04	Кусочно-линейное воспроизве-дение нелинейных функциональ-ных сигналов	
Блоки вычислитель-ных операций БВО-П, БВО-Ш	Выполнение операций перемно-жения, возведения в квадрат, де-ления, извлечения квадратного корня и алгебраического суммиро-вания аналоговых сигналов	Погрешность перемножения и из-влечения квадратного корня $\pm 0,5\%$
Блок селектирова-ния БСЛ-П, БСЛ-Ш	Выделение наибольшего (наи-меньшего) сигнала из четырех (трех) линейных комбинаций вход-ных сигналов, кусочно-линейное воспроизведение простейших не-линейных зависимостей	Коммутационная способность контактов реле по напряжению ≤ 36 В, по току $\leq 0,25$ А
Блок сигнализации БСГ-П, БСГ-Ш	Двухпредельная сигнализация по двум независимым каналам о достижении линейными комбина-циями входных сигналов двух не-зависимых уставок или двухпози-ционное (трехпозиционное) регу-лирование	Коэффициент масштабирования и усиления 0—1, зона возврата 0—5 %
Блок динамических преобразований БДП-П, БДП-Ш	Динамическое преобразование (интегрирование, дифференциро-вание, демпфирование) линейной комбинации входных сигналов с возможностью ограничения вы-ходного сигнала	Коэффициенты масштабиро-вания 0—1, усиления 0,5—10. По-стоянная интегрирования 5—10 000 с
Блоки прецизион-ного интегрирования БПИ-21, БПИ-П, БПИ-Ш	Реверсивное интегрирование аналогового или широтно-модули-рованного импульсного сигнала с возможностью ограничения вы-ходного сигнала или двухпредель-ной сигнализацией	Дискретность выходного сигнала 0,1 %. Постоянная времени интег-рирования 5—10 000 с

Примечания: 1. Входные сигналы при входном сопротивлении ≤ 250 Ом $0 \div 5$ мА (БКР, БНП-04, БСЛ-04); ≤ 100 Ом $0 \div 20$ или $4 \div 20$ мА (БКР); ≥ 10 кОм $0 \div 10$ В (БКР, БНП, БНП-04, БДП, БПИ), $0 \div \pm 10$ В (БВО, БСП, БСГ, БДП, БПИ).

2. Выходные сигналы при сопротивлении нагрузки ≥ 2 кОм $0 \div 10$ В (БКР, БНП-04, БСЛ, БДП, БПИ), $0 \div \pm 10$ В (БКР, БНП, БВО, БСЛ, БСГ, БДП); $\leq 2,5$ кОм $0 \div 5$ мА (БКР-1, БНП-04, БПИ); ≤ 1 кОм $0 \div 20$ мА, $4 \div 20$ мА (БКР, БПИ).

содержат от 4 до 12 модулей. В целом комплекс АКЭСР обеспечивается примерно 30 разновидностями модулей. Основной элементной базой модулей являются большие гибридные интегральные микросхемы, а также микросхемы общего применения.

В системе АКЭСР предусмотрено два варианта конструктивного исполнения регулирующих и функциональных блоков — приборный и шкафной. В приборном исполнении каждый блок содержит автономный источник питания и заключается в индивидуальный корпус, рассчитанный на щитовой утолщенный монтаж. В шкафном исполнении каждый блок выполняется в виде вставного субблока, предназначенного для установки в блочные вставные каркасы, которые монтируются затем в шкафах. Питание шкафных субблоков осуществляется от групповых блоков питания. При использовании шкафного варианта оказывается возможным изготовлять в условиях приборостроительного завода отдельные типовые узлы систем регулирования или даже целевые системы, что значительно сокращает сроки разработки и внедрения, а также повышает надежность и качество АСУ ТП.

Одним из основных устройств комплекса АКЭСР является регулирующий блок с им-

пульсным выходным сигналом типа РБИ. Это связано с широким распространением электрических исполнительных механизмов постоянной скорости, в комплекте с которыми блоки РБИ позволяют реализовать типовые линейные законы регулирования (ПИ, П, ПИД). Имеются модификации регулирующих блоков РБИ с дистанционной автоподстройкой параметров: РБИ2 — с дискретной подстройкой; РБИ3 — с аналоговой подстройкой. Применение блоков РБИ3 и РБИ2 позволяет создавать системы с автоматической настройкой параметров (адаптивные системы), автоматически приспосабливающиеся к изменениям характеристик объекта управления (см. п. 8.4.7).

Структура комплекса АКЭСР второй очереди подобна рассмотренной структуре комплекса АКЭСР. Регулирующие приборы АКЭСР-2 (табл. 8.14) рассчитаны на прием унифицированных электрических сигналов (РП4-У) и естественных электрических сигналов (РП4-Т; РП4-П). Расширены по сравнению с АКЭСР возможности функциональных блоков (табл. 8.15).

Блоки комплекса имеют приборное исполнение и предназначены для утолщенного щитового монтажа. Габаритные размеры регулирующих и функциональных блоков 80×160×

Таблица 8.14. Регулирующие устройства АКЭСР-2

Тип устройства	Назначение	Технические данные		
		Входные сигналы	Выходные сигналы	Потребляемая мощность, В·А
РП4-У	Формирование П-, ПИ-, ПИД-алгоритма (с внешним дифференциатором) в регуляторах, содержащих исполнительный механизм постоянной скорости	0—5; 0—20; 4—20 мА (четыре входа, из них три масштабируемые); 0—10 В (два входа)	Импульсы постоянного пульсирующего тока напряжением 24 В	20
РП4-Т		Изменение сопротивления термopеобразователя сопротивления на 20 Ом (два входа); изменение термо-ЭДС на 10 мВ (один вход); 0—5 мА (один вход масштабируемый)		30
РП4-П		Изменение сигнала дифтpансформаторного преобразователя — $10 \div +10$ мГн (четыре входа); $-1 \div +1$ В (два входа). Все входы — масштабируемые		20

Таблица 8.15. Функциональные устройства АКЭСР-2

Наименование и тип устройства	Назначение и технические данные
Блок динамической связи БДС	Алгебраическое суммирование до четырех унифицированных сигналов постоянного тока (три входа масштабируемые), сравнение с сигналом задания, демпфирование, динамическое преобразование, реализующее характеристики типовых линейных звеньев (П-, А-, И-, РД-) и их соединений (ПД-, ПИ-); динамическое преобразование импульсного выходного сигнала регулирующих блоков РП4. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В; импульсные — напряжением 24 В. Выходные сигналы: $-5 \div +5$ мА; $-10 \div +10$ В
Блок суммирования и сигнализации БСС	Алгебраическое суммирование до трех унифицированных сигналов постоянного тока (два входа масштабируемые), введение сигналов от встроенного и внешнего потенциометрического задатчиков, демпфирование сигнала рассогласования, одно- и двухпредельная сигнализация отклонения от заданного значения. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В. Выходной сигнал 0—5 мА
Блок суммирования и демпфирования БСД	Алгебраическое суммирование и масштабирование до четырех унифицированных сигналов постоянного тока, сравнение с сигналом задания, демпфирование сигнала рассогласования. Входные сигналы: 0—5; 0—20 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: $-5 \div +5$ мА; $-10 \div +10$ В
Блок нелинейных преобразований БНП-2	Демпфирование и нелинейное преобразование входного сигнала путем кусочно-линейной аппроксимации. Входной и выходной сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В
Блок селектирования БСЛ-2	Прием до четырех унифицированных сигналов постоянного тока, их масштабирование, демпфирование, выделение наибольшего или наименьшего сигнала и передача выделенного сигнала на выход блока, индикация номера передаваемого сигнала. Входные и выходной сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В
Блок вычислительных операций БВО-2	Алгебраическое суммирование до четырех унифицированных сигналов постоянного тока, их масштабирование; демпфирование результирующего сигнала; выполнение одной из операций: умножение, деление, возведение в квадрат, извлечение квадратного корня. Входные и выходные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В
Программный датчик времени ПДВ-2	Выработка электрического унифицированного сигнала, изменяющегося во времени по заданной программе; индикация текущего значения времени, сигнализация прохождения программой двух предварительно заданных точек. Выходной сигнал: 0—5; 0—20; 4—20 мА
Пневмоэлектропреобразователь ППЭ-2	Пропорциональное преобразование унифицированного пневматического сигнала 20—100 кПа в унифицированный электрический непрерывный сигнал 0—5; 0—20; 4—20 мА

× 537 мм, вспомогательных — 40 × 80 ×
× 160 мм.

В состав комплексов входят также устройства оперативного управления (табл. 8.16);

усилители мощности (пускатели бесконтактные реверсивные, однофазные ПБР-2М, ПБР-2Ш; трехфазные ПБР-3, ПБР-3Ш; трехфазные с защитой электродвигателя ПБР-3А,

Таблица 8.16. Выносные задатчики и блоки управления АКЭСР

Наименование и тип устройства	Назначение	Технические данные
Ручной задатчик для регулирующих блоков типа РЗД	Ручная установка задания регулирующим или аналоговым исполнительным устройствам	Входной сигнал 0—10 В, входное сопротивление ≥ 10 кОм, выходной сигнал при сопротивлении нагрузки: ≤ 1 кОм $\div$ 0—20, 4—20 мА, $\leq 2,5$ кОм $\div$ 0—5 мА, ≥ 2 кОм $\div$ 0—10 В. Основная погрешность 2,5 %. Диапазон установки 0—100 %
Ручной задатчик для аналоговых исполнительных устройств типа РЗД-К	Ручная установка задания регулирующим или аналоговым исполнительным устройствам, дистанционное переключение цепей управления на два положения со световой индикацией одного из них, ручное переключение цепей управления в одно из положений	Коммутационная способность контактов по постоянному напряжению ≤ 30 В, по переменному напряжению ≤ 200 В, по току $\leq 0,25$ А. Выходные сигналы при сопротивлении нагрузки: ≥ 2 кОм $\div$ 0—10 В, $\leq 2,5$ кОм $\div$ 0—4 мА, ≤ 1 кОм $\div$ 0—20, 4—20 мА. Диапазон установки задания 0—100 %
Блок ручного управления с встроенным указателем типа БРУ-У	Коммутация информационных и управляющих цепей, а также световая индикация о состоянии этих цепей	Коммутационная способность контактов по постоянному напряжению ≤ 30 В, по переменному напряжению ≤ 220 В, по переменному и постоянному току $\leq 0,25$ А. Выходное напряжение ± 24 В. Шкала указателя 0—100 %, цена деления 2 %
Блоки ручного управления: однокнопочный БРУ-1К, двухкнопочный БРУ-2К, трехкнопочный БРУ-3К	Коммутация информационных и управляющих цепей, а также световая индикация о состоянии этих цепей	Коммутационная способность контактов по постоянному напряжению ≤ 30 В, по переменному напряжению ≤ 220 В, по переменному и постоянному току $\leq 0,25$ А. Выходное напряжение ± 24 В

ПБР-ЗАШ); блок питания групповой типа БПГ-Ш; сервисные устройства (испытатель блоков переносной типа ИПБ, устройство для настройки регуляторов типа УНП).

Комплекс регулирующих и функциональных блоков на микрoeлектронной базе «Каскад-2» состоит из набора автономных устройств, выполняющих в различных сочетаниях типовые функции, необходимые для построения сложных многосвязных объектов автоматизации. Блоки комплекса выпускаются в приборном исполнении и предназначены для уплотненного щитового монтажа. Габаритные размеры регулирующих и функциональных блоков $60 \times 160 \times 550$ мм.

Технические характеристики регулирующих блоков представлены в табл. 8.17, функциональных — в табл. 8.18, устройств управления — в табл. 8.19.

Комплекс приборов и устройств «Контур-2» включает многофункциональные регулирующие приборы РС29 (14 исполнений) и трехпозиционный усилитель мощности У29 (два исполнения). Регулирующие приборы формируют совместно с исполнительным механизмом постоянной скорости ПИ- или ПИД-алгоритм регулирования, снабжены задатчиком и указателем положения исполнительного механизма, обеспечивают усиление, демпфирование и индикацию сигнала рассогласования. В зависимости от модификации приборы могут выполнять дополнительные функции: аperiодическое, дифференциальное и нелинейное преобразование сигналов, цифровую индикацию одного из сигналов по вызову (задания, рассогласования, положения исполнительного механизма, значения одного дополнительного параметра).

Т а б л и ц а 8.17. Регулирующие блоки системы «Каскад-2»

Наименование и назначение блока	Тип	Выполняемые функции	Входные сигналы
Блок регулирующей с непрерывным унифицированным сигналом постоянного тока для формирования П-, ПД-, ПИ- или ПИД-алгоритма регулирования	P17	Алгебраическое суммирование и масштабирование до четырех унифицированных сигналов постоянного тока	0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В; (—1)—(+1) В
	P17.1	Суммирование и масштабирование до трех сигналов дифференциально-трансформаторных датчиков и унифицированных сигналов постоянного тока	Изменение взаимной индуктивности на 10 МГн в пределах (—10)—(+10) мГн; 0—5 мА; 0—10 В
	P17.2	Суммирование и масштабирование до двух сигналов термопреобразователей сопротивления и унифицированных сигналов постоянного тока	Изменение активного сопротивления на 20 Ом в пределах 0—100 Ом; 0—5 мА; 0—10 В
	P17.3	Суммирование и масштабирование сигнала термоэлектрического преобразователя и унифицированного сигнала постоянного тока	Изменение термо-ЭДС на 10 мВ в пределах 0—50 мВ; 0—5 мА; 0—10 В
Блок регулирующей с импульсным выходным сигналом 24 В для формирования П-, ПИ- или ПИД-алгоритма регулирования совместно с электрическим механизмом постоянной скорости	P27	Алгебраическое суммирование и масштабирование до четырех входных унифицированных сигналов постоянного тока	0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В; —1 ÷ +1 В
	P27.1	Суммирование и масштабирование до трех сигналов дифференциально-трансформаторных датчиков и унифицированных сигналов постоянного тока	Изменение взаимной индуктивности на 10 мГн в пределах —10 ÷ +10 мГн; 0—5 мА; 0—10 В
	P27.2	Суммирование и масштабирование до двух сигналов термопреобразователей сопротивления и унифицированных сигналов постоянного тока	Изменение активного сопротивления на 20 Ом в пределах 0—100 Ом; 0—5 мА; 0—10 В
	P27.3	Суммирование и масштабирование сигнала термоэлектрического преобразователя и унифицированных сигналов постоянного тока	Изменение термо-ЭДС на 10 мВ в пределах 0—50 мВ; 0—5 мА; 0—10 В
Те же функции, что P27, и дополнительно аналоговая или дискретная автоподстройка параметров регулятора	P28	Алгебраическое суммирование и масштабирование до четырех входных унифицированных сигналов постоянного тока	0—5 мА; 0—10 В

Таблица 8.18. Функциональные устройства системы «Каскад-2»

Наименование и тип устройства	Назначение и технические данные
Блок суммирования и ограничения А05	Алгебраическое суммирование и масштабирование до четырех сигналов постоянного тока, смещение начального уровня выходного сигнала, регулируемое ограничение выходного сигнала по минимуму и по максимуму. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10; $-10 \div +10$ В
Блок ограничения и разномощения сигналов А06	Суммирование и масштабирование входных сигналов постоянного тока, регулируемое ограничение выходного сигнала по минимуму и по максимуму, пропорциональное преобразование входных сигналов в три выходных сигнала постоянного тока. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10; $-1 \div +1$ В. Выходные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В
Блок вычислительных операций А35	Выполнение по каждому из двух независимых каналов одной из операций: умножения, деления, извлечения квадратного корня, возведения в квадрат; суммирования и масштабирования сигналов, гальванического разделения для одного из входов при выполнении операций умножения и деления. Входные сигналы: по первому каналу: $-5 \div +5$; $-20 \div +20$ мА; $-10 \div +10$ В; по второму каналу: 0—5; 0—20 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: для операций умножения и деления: $-10 \div +10$ В; для операций возведения в квадрат и извлечения корня: 0—10 В
Блок интегрирования Д07	Интегрирование аналогового или импульсного сигнала, установка начальных условий, двустороннее ограничение выходного сигнала и сигнализация достижения ограничений, запрет ограничения выходного сигнала, хранение информации при перерывах в питании, суммирование и масштабирование входных сигналов постоянного тока. Входные сигналы: 0—20; 4—20 мА; 0—10 В; импульсные сигналы напряжением 24 В. Выходные сигналы: при интегрировании: $0 \div -10$; $-10 \div +10$ В; $-5 \div +5$ мА; при суммировании: $-10 \div +10$ В; при сигнализации — изменение состояния выходных контактов
Блок аналого-релейного преобразования Л03	Сравнение аналоговых входных сигналов постоянного тока, позиционное регулирование, выделение наибольшего (наименьшего) из трех входных сигналов постоянного тока, суммирование и масштабирование до трех входных сигналов постоянного тока (блок содержит два независимых канала). Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: 0 и 24 В постоянного пульсирующего тока; изменение состояния группы контактов реле
Блок аналого-релейного преобразования Л03.1	Суммирование и масштабирование до трех сигналов дифференциально-трансформаторных преобразователей или унифицированных сигналов постоянного тока. Входные сигналы: изменение взаимной индуктивности на 10 мГн в пределах $-10 \div +10$ мГн; 0—5 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: 0 и 24 В постоянного пульсирующего тока; изменение состояния группы контактов реле

Продолжение табл. 8.18

Наименование и тип устройства	Назначение и технические данные
Блок аналого-релейного преобразования Л03.3	Суммирование и масштабирование сигнала термоэлектрического преобразователя и унифицированных сигналов постоянного тока, аналого-релейное преобразование. Входные сигналы: изменение термо-ЭДС на 10 мВ в пределах 0—50 мВ; 0—5 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: 0 и 24 В постоянного пульсирующего тока, изменение состояния группы контактов реле
Блок динамических преобразований Д05	Преобразование пропорциональное, апериодическое, дифференциальное, интегральное по каждому из двух независимых каналов и дополнительно суммирование с масштабированием до трех сигналов постоянного тока. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В; импульсный сигнал напряжением 24 В. Выходной сигнал: $-10 \div +10$ В
Блок динамических преобразований Д05.1	Те же преобразования, что для Д05, суммирование и масштабирование до трех сигналов дифференциально-трансформаторных датчиков и унифицированных сигналов постоянного тока, введение сигнала задания, формирование сигнала согласования. Входные сигналы: изменение взаимной индуктивности на 10 мГн в пределах $-10 \div +10$ мГн; 0—5 мА; 0—10 В. Выходной сигнал: $-10 \div +10$ В
Блок динамических преобразований Д05.3	То же, что для Д05.1, но с входным сигналом от термоэлектрического преобразователя. Входные сигналы: изменение термо-ЭДС на 10 мВ в пределах 0—50 мВ; 0—5 мА; 0—10 В. Выходной сигнал: $-10 \div +10$ В
Блок динамических преобразований с автоподстройкой параметров Д06	Преобразование пропорциональное, апериодическое, дифференциальное, интегральное по каждому из двух независимых каналов и дополнительно суммирование с масштабированием до трех сигналов постоянного тока. Аналоговая или дискретная трехступенчатая автоподстройка коэффициента пропорциональности и постоянной времени. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В. Выходной сигнал: $-10 \div +10$ В
Блок нелинейных преобразований Н05	Формирование произвольной нелинейности путем кусочно-линейной аппроксимации нелинейной функции одной переменной на шести участках, выделение максимального (минимального) входного сигнала, суммирование и масштабирование входных токовых сигналов, преобразование сигнала напряжения в токовый, инвертирование сигнала напряжения. Входные сигналы: 0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В. Выходные сигналы: $-5 \div +5$ мА; $-10 \div +10$ В

Примечания: 1. Во всех блоках обеспечивается гальваническое разделение аналоговых входных сигналов.

2. Мощность, потребляемая блоком Д07, 25 В·А, мощность, потребляемая любым другим блоком, 15 В·А.

Таблица 8.19. Устройства управления электрическими исполнительными механизмами производства МЗТА

Наименование	Тип	Назначение и технические данные
Усилитель тиристор- трехпозиционный	У-101	Для бесконтактного реверсивного управления трех- фазным асинхронным электродвигателем с коротко- замкнутым ротором электрических исполнительных ме- ханизмов. Входное сопротивление — не менее 450 Ом. Номинальное напряжение питания — трехфазная сеть 380/220 В. Потребляемая мощность ≤ 20 Вт. Номи- нальное значение напряжения импульса управления 24 В постоянного тока. Диапазон коммутируемой мощ- ности — от 0 до 1,1 кВт. Имеет источник для дистан- ционного управления напряжением 24 В постоянного тока
Пускатель магнитный реверсивный с тормозным устройством	ПМРТ-69-1	Для дистанционного реверсивного управления в ка- честве контактного пускового устройства исполнитель- ных механизмов с асинхронным трехфазным электро- двигателем с короткозамкнутым ротором. Обеспечивает включение, отключение и торможение двигателем ис- полнительных механизмов после снятия напряжения управления. Мощность управления ≤ 4 Вт. Напряжение на втягивающих катушках 24 В постоя- нного тока или 220 В переменного тока. Мощность уп- равляемого электродвигателя 0,27 кВт. Коммутируемое напряжение — трехфазная сеть переменного тока, 380/ 220 В
Пускатель магнитный реверсивный с тормозным устройством	ПМРТ-69-2	То же, что ПМРТ-69-1, но мощность управляемого электродвигателя 0,4; 1,0 кВт

Входными сигналами приборов РС29 яв-
ляются унифицированные сигналы постоянно-
го тока для исполнений РС29.0.11, РС29.0.12,
РС29.0.42, РС29.0.43; сигналы от дифференци-
ально-трансформаторных датчиков для
РС29.1.11, РС29.1.12, РС29.1.42, РС29.1.43;
сигналы от термопреобразователей сопротив-
ления для РС29.2.22, РС29.2.23, РС29.2.32,
РС29.2.33; сигнал от термоэлектрического пре-
образователя и унифицированные сигналы по-
стоянного тока для РС29.3.42 и РС29.3.43.

Приборы РС29 предназначены для шито-
вого утопленного монтажа. Габаритные раз-
меры РС29 60×160×295 мм. В случае не-
обходимости приборы РС29 могут работать
с внешними задающими устройствами ЗУ
и блоками управления БУ, выпускаемыми
МЗТА.

Для управления электрическим исполни-
тельным механизмом с двухфазным двигате-
лем, электромагнитными пускателями и други-
ми исполнительными устройствами с рабочим
напряжением до 220 В и током до 2 А при-
меняется усилитель У29.2. Усилитель
У29.3 имеет три бесконтактных ключа для
управления исполнительным механизмом
с двухфазным двигателем с электромагнитным
тормозом.

**Регулирующие программируемые микро-
процессорные приборы ПРОТАР** являются
приборами нового поколения и предназначены
для построения автоматических систем регу-
лирования сложных объектов. Отличительны-
ми особенностями ПРОТАР являются много-
функциональность, возможность использова-
ния типовых алгоритмов и функций и свобод-
ное программирование алгоритмической
структуры системы управления, которая мо-
жет легко видоизменяться непосредственно на
объекте управления. Программирование за-
ключается в записи последовательности ко-
манд в виде функций F_i , каждая из которых
представляет элементарный блок структурной
схемы алгоритма и переменных P_i , которые
представляют сигналы, параметры настройки
и результаты вычислений. Максимальное ко-
личество шагов программы — 100.

Жесткая структура включает: суммирова-
ние сигналов с масштабированием и динами-
ческим преобразованием; интегрирующий за-
дачик; сигнализацию верхнего и нижнего
предельных отклонений; формирование ава-
рийного сигнала при длительности измерения
импульса, превышающей заданную.

Программирование в рамках имеющегося
набора функций, числа шагов программы

и аппаратных устройств ввода-вывода информации позволяет реализовать помимо основного дополнительный канал регулирования, каскадное и программное регулирование; автоматически изменять параметры настройки по введенному в структуру алгоритму вычислений; дополнять структуры новыми статическими линейными и нелинейными звеньями без изменения затрат на оборудование.

Приборы выпускаются в двух модификациях: ПРОТАР 100, 101, 102 со встроенным пультом оператора; ПРОТАР 110, 111, 112 с выносным пультом оператора ПО-01. Габаритные размеры прибора $60 \times 120 \times 330$ мм; пульта ПО-01 $60 \times 130 \times 320$ мм; изготовитель — МЗТА.

В комплекте с регулируемыми блоками применяются устройства управления электрическими исполнительными механизмами. Характеристика устройств управления УУ производства МЗТА приведена в табл. 8.19.

Регулятор температуры микропроцессорный прецизионный ПРОТЕРМ 100 предназначен для применения в автоматических системах прецизионного регулирования температуры в электрических печах и других объектах. Функциональная структура свободно конфигурируется программным путем с помощью встроенного пульта оператора в пределах одноканального или трехканального ПИД-регулирования; регулятор содержит программный задатчик, устройство цифровой индикации параметров настройки, регулируемых температур, задания и других сигналов; имеет средства самодиагностики неисправностей и автоматизированной настройки. В комплект регулятора входит до трех усилителей мощности, обеспечивающих возможность фазового или широтно-импульсного управления мощной нагрузкой (однофазной — от одного до трех каналов или трехфазной нагрузкой одного канала). Аппаратное устройство ввода информации содержит средства обработки 5 аналоговых и 13 дискретных входных сигналов. Аналоговые входные сигналы (три от термоэлектрических термометров и два унифицированных токовых) гальванически изолированы от остальных цепей. Габаритные размеры регулятора (ширина, высота, глубина) $60 \times 120 \times 380$ мм; изготовитель — МЗТА.

Многофункциональный микропроцессорный регулятор ТЕПЛАР 110 предназначен для автоматизации систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, автоматического регулирования температуры в различных установках.

Регулятор обеспечивает ПИД-регулирование с воздействием на регулирующие органы объекта по трем каналам; формирование корректирующих воздействий в соответствии

с ПИ-алгоритмом в каскадных АСР по двум каналам; программное изменение задающего воздействия; самонастройку параметров; пофасадное регулирование температуры в зданиях с коррекцией на изменение температуры наружного воздуха и интенсивности солнечной радиации.

Установка режима работы, параметров настройки, контроль величин в цифровой форме осуществляются при помощи выносного пульта оператора.

Входные сигналы: три сигнала от термопреобразователей сопротивления (возможно подключение к каждому из каналов до восьми преобразователей, соединенных последовательно), три сигнала от резистивных датчиков положения ИМ и три дискретных (логических) сигнала.

Габаритные размеры (ширина, высота, глубина) $60 \times 120 \times 380$ мм, масса — не более 2,5 кг.

Микропроцессорное управляющее устройство ПРОЛОГ 101 предназначено для автоматического управления паровыми и водогрейными газомазутными однокотельными каналами небольшой мощности.

Основные функции:

- управление пуском, остановом котла;
- автоматическое регулирование параметров;

- автоматическая защита от недопустимых состояний котла и его оборудования.

Входные сигналы: аналоговые от датчиков температуры, давления, уровня и т. д. по девяти каналам; дискретные — по 24 каналам. Выходные сигналы: импульсные для управления по ПИ-алгоритму двумя исполнительными механизмами, дискретные (контакты реле для коммутации цепей переменного тока до 24, 250 В) — 18.

Габаритные размеры (ширина, высота, глубина) $300 \times 320 \times 350$ мм, масса не более 12 кг.

Регулирующие микропроцессорные контроллеры «Ремиконт» моделей Р-100, Р-110, Р-112, Р-120, Р-122, Р-130 являются программируемыми устройствами. Реализуемые ими алгоритмы управления, информационная структура АСР не фиксированы, а могут изменяться пользователем непосредственно на месте эксплуатации. Ремиконты выполняют все алгоритмические задачи, которые решаются с помощью аналоговых агрегатированных средств регулирования (формирование типовых линейных алгоритмов регулирования, динамические и статические линейные и нелинейные преобразования), и, кроме того, осуществляют логическое управление, формируют программно-изменяющиеся во времени сигна-

Т а б л и ц а 8.20. Технические данные ремиконтов

Характеристика	Технические данные
Число входов:	
аналоговых	До 64
дискретных	До 126
Число выходов:	
аналоговых	До 64
импульсных	До 64
дискретных	До 126
Входные и выходные аналоговые сигналы	0—5; 0—20; 4—20 мА; 0—10 В
Входные дискретные сигналы:	
логический 0	0—2,4 В
логическая 1	19,2—28 В
Выходные импульсные и дискретные сигналы (состояние контактов):	
логический 0	Разомкнутое
логическая 1	Замкнутое
Число алгоблоков	До 64
Число алгоритмов	25—45
Время цикла, с	0,27; 0,51; 1,02; 2,04
Разрядность:	
АЦП	11 (плюс знак)
ЦАП	10 (плюс знак)

лы, а также содержат специальные средства для организации супервизорного управления, алгоритмические, программные и аппаратные средства самодиагностики и саморезервирования в случае отказов. Набор заданной алгоритмической и информационной структуры многоканальной АСР производится с помощью панели оператора путем выбора и соответствующей компоновки алгоритмических блоков (алгоблоков), заложенных в постоянное запоминающее устройство микропроцессорного вычислителя. В режиме нормальной эксплуатации панель оператора позволяет осуществлять избирательное управление регулирующими органами и изменять сигналы задания. Между выходными цепями ремиконтов и исполнительными механизмами включаются стандартные блоки ручного управления (табл. 8.16) и управляющие устройства (усилители мощности, пускатели).

Ремиконты имеют два конструктивных исполнения — приборное и шкафное. В приборном исполнении ремиконт является конструктивно законченным изделием. При шкафном исполнении конструктивно законченным изделием является шкаф, в котором может быть размещено до четырех ремиконтов.

Ремиконты являются проектно-компоновочными изделиями. В процессе проектной компо-

новки потребитель, оставаясь в рамках оговоренных ограничений, формирует требуемое свойство ремиконта.

Модели Р-110, Р-112, Р-120, Р-122 являются развитием ремиконта Р-100.

Модель Р-110 — одиночный ремиконт, рассчитан на большое число (до 40—200) входных-выходных сигналов, полностью заменяет Р-100; модель Р-112 — дублированный ремиконт на 40—200 входных-выходных сигналов; модели Р-120, Р-122 — соответственно одиночный и дублированный ремиконты, рассчитанные на среднее число (до 15—90) входных-выходных сигналов.

Комплекс технических средств для локальных информационно-управляющих систем (КТС ЛИУС-2) и в дальнейшем развитии — микропроцессорные средства диспетчеризации, автоматики и телемеханики (микроДАТ) предназначены для применения в централизованных и распределенных АСУ ТП агрегатов и установок с непрерывными, непрерывно-дискретными и дискретными технологическими процессами в различных отраслях промышленности. Техническая структура объектно-ориентированного комплекса создается из агрегатных элементов и модулей различного функционального назначения. Компоновочные изделия комплекса (каркасы, шкафы, тумбы, столешницы) обеспечивают установку, электрической объединение, подключение к интерфейсной магистрали ИК1 и цепям питания элементов и модулей.

Средства комплекса обеспечивают сбор, первичную обработку, хранение и передачу информации; централизованный контроль; программно-логическое управление; непосредственное цифровое управление; воздействие на автономные локальные автоматические регуляторы (изменение задания, параметров); ручной ввод данных; отображение информации; обмен данными между территориально рассредоточенными локальными подсистемами. Комплекс представляет собой совокупность технических средств (табл. 8.21), математического, информационного и программного обеспечения [27, 32]. Математическое обеспечение включает алгоритмы обработки информации и управления. Информационное обеспечение определяет информационную совместимость изделий комплекса между собой и с другими средствами ГСП. Программное обеспечение (ПО) содержит однопроцессорную многозадачную операционную систему реального времени (ОС РВ микроДАТ); библиотеку программных модулей операций ввода-вывода, математических и логических операций, преобразования чисел и кодов, тестовых проверок и диагностики; пакеты при-

Таблица 8.21. Агрегатные элементы и модули микроДАТ

Наименование и тип элемента или модуля	Назначение
<i>Средства управления и обработки информации</i>	
Контроллер микропроцессорный К059.04	Организация обмена между элементами ввода-вывода и памяти
Элемент контроля и диагностики КС44.02	Контроль работоспособности объектно-ориентированных комплексов
<i>Средства обмена информацией</i>	
Контроллер связи линейного типа бит-параллельный КС52.05	Связь с периферийными контроллерами-приемниками КС52.06 в многопроцессорной системе
То же КС52.06	Связь с контроллером-передатчиком КС52.05 центрального процессорного устройства в многопроцессорной системе
То же КС52.07	Согласование сигналов устройства параллельного обмена И1 ЭВМ «Электроника 60» с сигналами интерфейса ИК1
То же КС52.08	Согласование сигналов интерфейса ИК1 при обмене информацией с агрегатными комплексами АСВТ-М и СМ ЭВМ
Элемент преобразования сигналов КС49.01	Последовательная передача данных синхронным способом по телефонным каналам
Контроллер связи бит-последовательный К052.20	Организация обмена информацией по некоммутируемым линиям совместно с модемами (КС52.20-01) или по выделенному телеграфному каналу (КС52.20-02)
<i>Средства хранения информации</i>	
Элемент оперативной памяти двухпортовый КС54.07 (4 Кбайт)	Запись, хранение и выдача записанной информации в интерфейсную магистраль
Элемент оперативной памяти энерго-независимый КС54.08 (2 Кбайт)	
Элемент оперативной памяти КС54.09 (4 Кбайт)	
Элемент перепрограммируемой памяти КС54.34 (8(4×2) Кбайт)	
<i>Средства ввода-вывода сигналов</i>	
Элемент коммутации релейный КС31.06	Однополюсная и двухполюсная коммутация электрических цепей при управлении по интерфейсу
Элемент ввода сигналов постоянного тока КС31.07	Преобразование двухполярных сигналов напряжения постоянного тока в нормальный двоичный код
Элемент ввода частотных сигналов КС31.11	Преобразование непрерывных частотных сигналов в нормальный двоичный код
Элемент ввода-вывода сигналов времени КС31.41	Программный ввод-вывод значений текущего или реального времени, программное задание временных интервалов и выдача тактирующих импульсов
Элемент вывода сигналов постоянного тока КС32.04, КС32.05	Прием по шинам ИК1, хранение и преобразование цифрового кода в унифицированный сигнал постоянно-го тока
Элемент вывода частотных сигналов КС32.10	Прием по шинам ИК1, хранение и преобразование цифрового кода в непрерывный частотный сигнал
Элемент ввода дискретных сигналов инициативный КС34.03	Непрерывный контроль входных дискретных сигналов, формирование сигналов прерывания при изменении любого из входных сигналов и ввод на шины ИК1 информации о номере и состоянии прерывающего входа
Элемент ввода дискретных сигналов КС34.06	Ввод и коммутация дискретных сигналов и выдача информации в интерфейсную магистраль ИК1
Элемент вывода дискретных сигналов КС35.04	Прием по шинам ИК1, хранение, преобразование, усиление и вывод позиционных сигналов

Продолжение табл. 8.21

Наименование и тип элемента или модуля	Назначение
Элемент ввода-вывода импульсных сигналов КС36.90	Прием, хранение и преобразование числа импульсов в нормальный двоичный код; прием по шинам ИК1, хранение и преобразование цифрового кода в сигналы импульсной формы с изменяющейся длительностью или в единичный код
<i>Преобразователи сигналов и усилители мощности</i>	
Преобразователи сопротивления в постоянный ток КС25.30	Преобразование изменения сопротивления тензо- или термопреобразователя в унифицированный сигнал постоянного тока
Преобразователь дискретных сигналов КС25.50	Преобразование дискретных сигналов контактных и бесконтактных устройств до уровней сигналов микросхем К155
Усилители дискретных сигналов КС63.01, КС63.20	Усиление дискретных сигналов для управления сигнальными лампами, реле, магнитными пускателями, соленоидами клапанов и другими устройствами с активным или активно-индуктивным сопротивлением нагрузки
<i>Средства для подключения оперативно-диспетчерского оборудования и внешней памяти</i>	
Элемент ввода-вывода перфолент КС34.11	Ввод информации с фотоэлектрического устройства FS 1501 на перфоратор ленточный ПЛ-150М
Элемент вывода и управление цифровыми индикаторами КС35.14	Прием, хранение и вывод информации на вакуумные люминесцентные цифросинтезирующие индикаторы
Элемент вывода на ТВ-индикатор КС35.20	Прием, хранение, преобразование информации в последовательность видеосигналов для вывода на цветной или черно-белой ТВ-индикатор
Элемент сопряжения кассетного накопителя КС36.32	Обмен информацией между модулем внешней памяти кассетным и контроллером микропроцессорным КС59.04
Контроллер ввода-вывода бит-параллельный	Организация вывода информации на устройства печати А521 (СМ ЭВМ), DARO 1156 (ГДР), DZM 18C (ПНР) или ввода-вывода на видеотерминал ВТА-2000
<i>Средства ручного ввода и отображения технологической информации</i>	
Модуль задания дискретных сигналов КВ27.42	Ручной ввод, хранение численных значений величин и их выдача в виде дискретных электрических сигналов
Модуль индикации цифровой КВ72.11	Цифровая индикация информации
Модуль сигнализации КВ72.31	Индикация событий и состояний свечением (логическая 1) или отсутствием свечения (логический 0) светодиода

кладных программ, соответствующие основным функциональным задачам комплекса. Языки программирования ПО микроДТА — ассемблер, PL/M-80 и проблемно-ориентированный язык булевых выражений (для задач программно-логического управления).

Для автоматизации несложных объектов применяют упрощенные системы или специализированные средства автоматизации [32, 44].

Примерами специализированных средств являются унифицированная система автоматического регулирования, управления и защиты микрокотлов АМК (завод «Теплоприбор», г. Улан-Удэ), предназначенная для комплексной автоматизации паровых (паропроизводительностью 0,2—1,0 т/ч) и водогрейных микрокотлов, управляющее устройство

КУРС-101 (производство МЗТА) для автоматизации пароводогрейных котлов, сжигающих газообразное или жидкое топливо и устанавливаемых в тепличных хозяйствах.

Пневматические средства регулирования [1, 32]. Основу современной ветви пневматических средств регулирования ГСП составляют устройства универсальной системы элементов промышленной пневмоавтоматики (УСПИ-ПА). Из набора отдельных элементов (пневматические емкости, сопротивления, дроссели, сумматоры, усилители, реле и т. д.) komponуются разнообразные устройства аналогового преобразования сигналов. Типовые законы регулирования, статическое (суммирование, умножение, деление, ограничение) и динамическое (дифференцирование, обратное предварение, фильтрация) преобразова-

ние сигналов реализуются приборами системы «Старт» (московский завод «Тизприбор»).

Автоматические устройства системы «Старт» работают совместно с измерительными преобразователями ГСП, преобразующими давление (разрежение), температуру, расход и другие измеряемые физические величины в унифицированный пневматический сигнал — давление сжатого воздуха, изменяющееся в пределах $1,96 \cdot 10^4$ — $9,8 \cdot 10^4$ Па ($0,2$ — $1,0$ кгс/см²).

Устройства оперативного управления (задатчик, блок управления, указатель положения) встраиваются во вторичные измерительные приборы (ПВ10.1Э, ПВ10.1П, ПВ10.2Э, ПВ-2П и др.), осуществляющие показания и непрерывную запись регулируемой величины, показания сигнала задания и значения давления воздуха, подаваемого к исполнительному механизму.

Дискретная ветвь УСЭППА используется для построения устройств управления с логическими функциями. Пневматические средства управления и регулирования удовлетворяют самым жестким требованиям пожаро- и взрывобезопасности, могут работать при наличии агрессивных примесей в окружающей атмосфере и применяются для автоматизации процессов в химической, нефтехимической, пищевой и других отраслях промышленности. В энергетике пневматическая ветвь находит применение в системах управления водоподготовительными установками ТЭС и АЭС.

Гидравлические средства регулирования используются для построения систем автоматизации паровых турбин. Широкого применения для автоматизации производственных процессов в энергетике и теплотехнике гидравлическая ветвь ГСП не находит. В автоматических системах регулирования общепромышленного назначения может оказаться эффективным комбинированный вариант регулятора с управляющей частью электрической ветви и гидравлической исполнительной частью. Гидравлические исполнительные механизмы поршневого типа развивают большие перестановочные усилия при высокой скорости перемещения исполнительного органа. Для связи управляющей и исполнительной частей вводится электрогидравлический преобразователь. Применяются также комбинированные электропневматические системы [1, 32].

8.6.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ

Электрические исполнительные механизмы обеспечивают перемещение регулирующего органа объекта при действии управляющих

импульсов, поступающих от регулирующих блоков через устройства управления или от оператора. Параметры сигналов связи регулирующих блоков, устройств управления и исполнительных механизмов стандартизованы.

Совместно с регулируемыми блоками АКЭСР, «Каскад-2», «Контур-2», приборами ПРОТАР могут применяться исполнительные механизмы типа МЭО производства ЧЗЭИМ и типа МЭОК и МЭОБ производства МЗТА.

Однооборотные исполнительные механизмы типа МЭО выпускаются в различных модификациях, различающихся номинальным крутящим моментом на выходном валу $M_{кр}$, номинальным временем полного хода выходного вала $T_{им}$ и номинальным полным ходом выходного вала $\phi_{им}$.

Указанные параметры могут принимать следующие значения:

$M_{кр}$, кгс·м	4	10	25
$H \cdot м$	39,2	98,1	245,2
$T_{им}$, с	10	25	63
$\phi_{им}$, об	0,25	0,63	—

Продолжение

$M_{кр}$, кгс·м	63	160	400
$H \cdot м$	617,8	1569	3923
$T_{им}$, с	160	—	—
$\phi_{им}$, об	—	—	—

В соответствии с ГОСТ 7192-74 в обозначении исполнительного механизма указываются последовательно значения $M_{кр}$, $T_{им}$, $\phi_{им}$, например МЭО-4/10-0,25; МЭО-400/160-0,63.

Исполнительные механизмы производства МЗТА типа МЭОК (табл. 8.22) рассчитаны на контактное управление с помощью пускателей ПМРТ (см. табл. 8.19), типа МЭОБ — на бесконтактное управление с помощью тиристорного усилителя У-101 или У-23.

Исполнительные механизмы МЭОК и МЭОБ оснащаются блоками сервомотора типа БС, выпускаемыми в трех модификациях:

БС-1 — содержит два электрических выключателя для изменения рабочего угла поворота выходного вала, два электрических выключателя для блокировки и сигнализации, потенциометрический датчик для индикации положения унифицированного ИПУ;

БС-2 — отличается от БС-1 дополнительным дифференциально-трансформаторным датчиком обратной связи;

БС-3 — отличается от БС-2 возможностью регулировки «люфта» в системе связи с датчиком.

Таблица 8.22. Исполнительные механизмы производства МЗТА

Тип	Номинальный крутящий момент, кгс·м	Номинальное время полного хода, с	Мощность электродвигателя, кВт	Тип устройства управления	Масса, кг
МЭОК-25/100	25	100	0,27	ПМРТ-69-1	54
МЭОК-63/100	63	100	0,4	ПМРТ-69-2	130
МЭОБ-25/100	25	100	0,27	У-101, У-23	54
МЭОБ-63/100	63	100	0,4	У-101, У-23	130

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматические приборы, регуляторы и вычислительные системы: Справочное пособие / Под ред. Б. Д. Кошарского. Л.: Машиностроение, 1976.
2. Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производствами. На примерах разработок ЦНИИКА. Каталог / ЦНИИТЭИ приборостроения, 1978.
3. Балакирев В. С., Володин В. М., Цирлин А. М. Оптимальное управление процессами химической технологии (экстремальные задачи в АСУ). М.: Химия, 1979.
4. Балакирев В. С., Дудников Е. Г., Цирлин А. М. Экспериментальное определение динамических характеристик промышленных объектов управления. М.: Энергия, 1967.
5. Болнокин В. Е., Чинаев П. И. Анализ и синтез систем автоматического управления на ЭВМ. Алгоритмы и программы. М.: Радио и связь, 1986.
6. Борзенко И. М. Адаптация, прогнозирование и выбор решений в алгоритмах управления технологическими объектами. М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Волгин В. В., Каримов Р. Н. Оценка корреляционных функций в промышленных системах управления. М.: Энергия, 1979.
8. Галактионов А. И. Инженерно-психологическое проектирование АСУ ТП. М.: Энергия, 1978.
9. Голант А. И., Альперович Л. С., Васин В. М. Системы цифрового управления в химической промышленности. М.: Химия, 1985.
10. ГОСТ 24.103-84. Автоматизированные системы управления. Основные положения. М.: Изд-во стандартов, 1984.
11. ГОСТ 24.104-85. Автоматизированные системы управления. Общие требования. М.: Изд-во стандартов, 1986.
12. ГОСТ 24.003-84. Автоматизированные системы управления. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1985.
13. ГОСТ 24.601-86. Автоматизированные системы. Стадии создания. М.: Изд-во стандартов, 1986.
14. ГОСТ 24.201-85. Техническое задание на АСУ. М.: Изд-во стандартов, 1986.
15. ГОСТ 24.001-82. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Общие положения. М.: Изд-во стандартов, 1982.
16. ГОСТ 21878-76. Случайные процессы и динамические системы. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1976.
17. Давиденко К. Я. Технология программирования АСУ ТП. М.: Энергоатомиздат, 1986.
18. Диденко К. И. Проектирование агрегатных комплексов технических средств для АСУ ТП. М.: Энергоатомиздат, 1984.
19. Дуэль М. А. Автоматизированные системы управления энергоблоками с использованием средств вычислительной техники. М.: Энергоиздат, 1983.
20. Дудников Е. Г., Лёвин А. А. Промышленные автоматизированные системы управления. М.: Энергия, 1973.
21. Жимерин Д. Г., Мясников В. А. Автоматизированные и автоматические системы управления. М.: Энергия, 1975.
22. Каталог алгоритмических модулей общепромышленного применения. ЦНИИТЭИ приборостроения, 1980.
23. Ключев А. С., Лебедев А. Т., Новиков С. И. Наладка систем автоматического регулирования барабанных паровых котлов. М.: Энергоатомиздат, 1985.
24. Методы расчета систем автоматического регулирования: Учебное пособие по специальности «Автоматизация производственных процессов» / Под ред. В. В. Волгина. М.: Изд-во МЭИ, 1972.
25. Мясников В. А., Вальков В. М., Смельченко И. С. Автоматизированные и автоматические системы управления технологическими процессами. М.: Машиностроение, 1978.

26. **Отраслевой** каталог на серийно выпускаемое и перспективное оборудование № 9. Агрегатный комплекс электрических средств регулирования в микроэлектронном исполнении АКЭСР. ЦНИИТЭИ приборостроения, 1980.
27. **Отраслевой** каталог на серийно выпускаемое и перспективное оборудование № 5. КТС ЛИУС. Средства управления с переменной структурой (СУПС). ЦНИИТЭИ приборостроения, 1980.
28. **Общепромышленные** руководящие методические материалы по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами в отраслях промышленности. Реакция 2-78 (ОРММ-2 АСУ ТП). М.: Статистика, 1981.
29. **Пакет** прикладных программ для САПР информационных и структурных схем САУ непрерывными технологическими процессами / В. Я. Ротач, В. П. Зверьков, С. П. Павлов, Т. Н. Смирнова // Тр. МЭИ. 1979. Вып. 419.
30. **Плетнев Г. П.** Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
31. **Построение** математических моделей химико-технологических объектов / Е. Г. Дудников, В. С. Балакирев, В. Н. Кривсунов, А. М. Цирлин. Л.: Химия, 1970.
32. **Промышленные** приборы и средства автоматизации: Справочник / В. Я. Баранов, Т. Х. Безновская, В. А. Бек и др.; Под общей ред. В. В. Черенкова. Л.: Машиностроение, 1987.
33. **Ротач В. Я.** Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами. М.: Энергоатомиздат, 1985.
34. **Серов Е. П., Корольков Б. П.** Динамика процессов в тепло- и массообменных аппаратах. М.: Энергия, 1967.
35. **СМ ЭВМ:** Комплексование и применение / Г. А. Егоров, К. В. Песелев, В. В. Родионов и др.; Под ред. Н. Л. Прохорова, М.: Финансы и статистика, 1986.
36. **Системное** проектирование средств автоматизации / С. В. Емельянов, Н. Е. Костылева, Б. П. Матич, Н. Н. Миловидов. М.: Машиностроение, 1978.
37. **Солодовников В. В., Топчиев Ю. И., Крутикова Г. В.** Частотный метод построения переходных процессов с применением таблиц и номограмм. М.: Гостехиздат, 1955.
38. **Справочник** по автоматизации и средствам контроля производственных процессов. Книга 6. Комплексная автоматизация технологических процессов, производств и промышленных предприятий. М.: Недра, 1972.
39. **Стефани Е. П.** Основы расчета настройки регуляторов теплоэнергетических процессов. М.: Энергия, 1972.
40. **Стефани Е. П.** Основы построения АСУ ТП. М.: Энергоиздат, 1982.
41. **Строганов Р. П.** Управляющие машины и их применение. М.: Высшая школа, 1986.
42. **Теория** автоматического управления. М.: Высшая школа. Ч. I, 1976; ч. II, 1972.
43. **Теплотехнический** справочник Т. 2. М.: Энергия, 1976.
44. **Фейерштейн Л. М., Этинген Л. С., Гохбойм Г. Г.** Справочник по автоматизации котельных. М.: Энергоатомиздат, 1985.
45. **Шальман М. П., Плотинский В. И.** Контроль и управление на атомных электростанциях. М.: Энергия, 1979.
46. **Шенброт И. М., Антропов М. В., Давиденко К. Я.** Распределенные АСУ технологическими процессами. М.: Энергоатомиздат, 1985.
47. **Цирлин А. М.** Оптимальное управление технологическими процессами. М.: Энергоатомиздат, 1986.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

ЭНЕРГЕТИКА И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. ВЫБРОСЫ ТЭС И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В АТМОСФЕРУ

Типичными токсичными выбросами в атмосферу для ТЭС и промышленных предприятий являются: твердые частицы (пыль, зола), оксиды серы и азота, монооксид углерода. Наибольшие суммарные выбросы в атмосферу имеют ТЭС (27 %), предприятия черной (24 %) и цветной (11 %) металлургии, нефтехимии (15 %), промышленность строительных материалов (8 %), а также автотранспорт (8 %). Большая часть пылевых выбросов приходится на промышленность строительных материалов, ТЭС и черную металлургию, оксидов серы — на ТЭС и цветную металлургию, оксидов азота — на ТЭС и автотранспорт, монооксида углерода — на металлургию.

Главным санитарно-эпидемиологическим управлением Министерства здравоохранения СССР установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест (ПДК), приведенные в табл. 9.1 [12]. Максимальная разовая концентрация вредных веществ определяется по пробам, отобранным в течение 20 мин, среднесуточная — за сутки.

Таблица 9.1. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³	
	максимально-разовая	среднесуточная
Пыль нетоксичная	0,5	0,15
Диоксид серы	0,5	0,05
Монооксид углерода	3,0	1,0
Диоксид азота	0,085	0,04
Оксид азота	0,6	0,06
Сажа (копоть)	0,15	0,05
Сероводород	0,008	0,008

При сжигании твердого топлива в энергетических установках выброс *твердых компонентов* (зола уноса) в атмосферу, г/с, определяется по выражению

$$M_z = 10B (A^p + q_4 Q_n^p / 32,7) a_{yn} (1 - \eta), \quad (9.1)$$

где B — расход топлива, кг/с; A^p — зольность топлива на рабочую массу, %; q_4 — потеря теплоты от механического недожога, %; Q_n^p — теплота сгорания низшая, МДж/кг; a_{yn} — доля золы топлива, уносимая из топки. Значения A^p , q_4 , a_{yn} см. в разд. 7 кн. 2 настоящей серии. Для топок с твердым шлакоудалением $a_{yn} = 0,95$, для топок с жидким шлакоудалением $0,70—0,75$; η — степень улавливания в золоуловителе:

$$\eta = (C_{вх} - C_{вых}) / C_{вх},$$

где $C_{вх}$, $C_{вых}$ — концентрации золы на входе в золоуловитель и выходе из него, г/м³.

Выброс твердых продуктов сгорания мазутов (ТПС), включая горючие элементы, г/с,

$$M_{ТПС} = \frac{10kBA^p a_{yn}}{1 - \Gamma_{yn}} (1 - \eta), \quad (9.2)$$

где k — возрастание минеральной массы золы за счет взаимодействия с газообразными компонентами топлива ($k = 1,3 \div 1,9$); a_{yn} — доля золы уноса ($0,92—0,95$); Γ_{yn} — содержание горючих в уносе, принимается в зависимости от избытка воздуха за пароперегревателем:

$$\begin{array}{cccccc} \alpha_{не}'' & . & . & . & . & . \\ \Gamma_{yn} & . & . & . & . & . \end{array} \begin{array}{cccccc} 1,01 & 1,02 & 1,04 & 1,06 & 1,08 \\ 0,80 & 0,60 & 0,35 & 0,25 & 0,20 \end{array}$$

Основная масса серы окисляется в топках котлов и технологических аппаратах до SO_2 , и поэтому выброс ее в атмосферу, г/с, оценивается по этому оксиду:

$$M_{SO_2} = 20BS^p (1 - \eta'_{SO_2}) (1 - \eta_{SO_2}), \quad (9.3)$$

где S^p — массовая доля серы в рабочей массе топлива, %; η'_{SO_2} — доля оксидов серы, улавливаемых летучей золой; η_{SO_2} — доля оксидов

серы, улавливаемых в обессеривающей установке (при ее наличии). Величина η_{SO_2} имеет следующие значения:

Топливо	η_{SO_2}
Горючие сланцы	0,5
Канско-ачинские бурые угли	0,2
Торф	0,15
Экибастузский каменный уголь	0,02
Прочие твердые топлива	0,10
Мазут	0,02

В случае применения мокрых золоуловителей выброс серы снижается на 1,5—2,5 %.

Выброс оксидов азота, пересчитанный на NO_2 , г/с,

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034\beta_N K B Q_n^p (1 - q_4/100) \beta_n, \quad (9.4)$$

где β_N — коэффициент, учитывающий содержание азота на горючую массу топлива и способ шлакоудаления. Для природного газа $\beta_N = 0,7 \div 0,9$, для мазута $\beta_N = 0,75 \div 1,0$; меньшие цифры принимаются при малых избытках воздуха ($\alpha < 1,03$), большие — при повышенных ($\alpha > 1,05$); для твердых топлив β_N принимается по табл. 9.2;

Т а б л и ц а 9.2. Значение коэффициента β_N для твердых топлив

Nr, %	Шлакоудаление	
	твердое	жидкое
1,0	0,55	0,8
1—1,4	0,7	1,0
1,4—2,0	1,0	1,4
2,0	1,4	2,0

K — коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на единицу массы сожженного условного топлива, кг/т; для котлов паропроизводительностью более 70 т/ч

$$K = 12D / (200 + D_n);$$

при паропроизводительности менее 70 т/ч

$$K = 0,05D;$$

для водогрейных котлов

$$K = 2,5Q / (20 + Q_n),$$

где D и D_n — фактическая и номинальная паропроизводительности котла, т/ч; Q и Q_n — фактическая и номинальная тепловые мощности водогрейного котла, МВт.

Коэффициент β_n учитывает мероприятия по подавлению оксидов азота (§ 9.3). Ин-

декс n зависит от способа подавления ($n = 1, 2, 3, \dots$).

Концентрация токсичных веществ в выбрасываемых в атмосферу дымовых газах C_s , C_{SO_2} , C_{NO_x} , г/м³, при нормальных условиях получается, если выражения (9.1) — (9.4) поделить на выражение $BV_\alpha^r (1 - q_4/100)$, где V_α^r — объем уходящих газов на 1 кг топлива при нормальных условиях (для природного газа — на 1 м³), м³. Концентрация газообразных примесей может даваться в объемных долях — млн⁻¹ (в зарубежных изданиях ррт — миллионные доли). При этом 1 млн⁻¹ $\text{NO}_2 = 2,05 \cdot 10^{-3}$ г/м³, 1 млн⁻¹ $\text{SO}_2 = 2,90$ г/м³.

9.2. ПЫЛЕЗОЛУУЛАВЛИВАНИЕ

9.2.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЫЛЕГАЗОВОГО ПОТОКА И ОБЩИЕ СООТНОШЕНИЯ ДЛЯ СТЕПЕНИ УЛАВЛИВАНИЯ

Эффективность работы газоочистных устройств зависит от физико-химических свойств золы и транспортирующих ее дымовых газов. Свойства пылегазового потока определяются исходными характеристиками топлива, типом топочного устройства, системой пылеприготовления, температурой уходящих газов.

В табл. 9.3 приведены необходимые для выбора и расчета пылезолоуловителей характеристики наиболее перспективных топлив и получаемой в результате их сгорания золы уноса. Характеристика электрофизических свойств пылегазового потока связана с электрическим сопротивлением золы ρ_V и определяется по выражению

$$K_\phi = \frac{(Al_2O_3 + SiO_2)A^p}{(W^p + 9H^p)S^p}, \quad (9.5)$$

где Al_2O_3 , SiO_2 — содержания оксидов алюминия и кремния в золе уноса, %; W^p , H^p , S^p — массовые доли соответственно влаги, водорода и серы в топливе, %; A^p — зольность топлива.

В табл. 9.3 приведены также характеристики дисперсного состава золы в зависимости от способа размола топлива: медианный диаметр d_{50} , м, соответствующий остатку на сите $R = 50$ %, и среднее квадратичное отклонение

$$\sigma = d_{50}/d_{15,9} = d_{84,1}/d_{50}, \quad (9.6)$$

где $d_{15,9}$, d_{50} и $d_{84,1}$ — диаметры частиц, соответствующие остаткам на ситах $R = 15,9$; 50 и 84,1 %.

Таблица 9.3. Характеристика золы уноса некоторых топлив для расчета золоуловителей

Уголь, марка	$C_{\text{вх}}$ при $\alpha = 1,4$, г/м^3	Вид мельницы	Медианный размер частиц d_{50} , 10^{-6} м	Среднеквадратичное отклонение σ	K_{Φ}	Напряженность поля E , кВ/м	Коэффициент обратной короны $k_{o,k}$	Точка росы $t_p^{\circ}\text{C}$
Донецкий Т	17,3	ММТ	23	2,56	14,35	250	1,0	125
Донецкий Г	46,0	ШБМ	20	3,2	14,124	250	1,0	132
Кузнецкий СС	15,6	ШБМ	22	2,6	92,32	240	0,62	78
Кузнецкий Т	15,3	ШБМ	16	—	84,87	240	0,62	78
Березовский Б	11,4	МВ	11,5	2,67	22,96	280	1,0	65
Назаровский Б	12,6	ММТ	17	3,55	35,10	280	1,0	65
Подмосковный Б	69,5	ШБМ	15	4	20,0	245	1,0	140
Экибастузский СС	56,9 ¹	ШБМ	17	3,2	179,2	240	0,83	75

Примечания: 1. В настоящее время на некоторых углерезах содержание золы в топливе достигает $A^p = 50\%$, а концентрация золы уноса перед золоуловителем $C_{\text{вх}} = 100 \text{ г/м}^3$.

2. Характеристика топлив приведена в табл. 7.3 кн. 2 настоящей серии.

Плотность частиц летучей золы обычно лежит в пределах $1900\text{--}2500 \text{ кг/м}^3$ и может приниматься в среднем 2300 кг/м^3 .

Степень улавливания должна быть такой, чтобы при благоприятных метеорологических условиях обеспечить концентрацию золы на уровне дыхания не выше ПДК (табл. 9.1). Степень улавливания золы для КЭС мощностью $N \geq 2400 \text{ МВт}$ и для ТЭЦ $N \geq 500 \text{ МВт}$ обычно принимают $\eta = 99 \div 99,5\%$; для КЭС $1000 \leq N < 2400$ и ТЭЦ $300 \leq N < 500 \text{ МВт}$ $\eta = 98 \div 99\%$, для КЭС меньших мощностей $\eta = 93 \div 96\%$. Большие значения η относятся к ТЭС, работающих на высококалорийных топливах ($A^p > 1,0\% \cdot \text{кг/МДж}$).

С точки зрения предотвращения износа дымососа концентрация золы должна быть $C_{\text{вых}} < 0,5 \text{ г/м}^3$. Кроме степени улавливания удобно использовать степень проскока частиц через золоуловитель

$$p = C_{\text{вых}}/C_{\text{вх}} = 1 - \eta.$$

Определяющей степень проскока величиной является параметр пылезолоулавливания

$$P = \frac{vA}{\omega}, \quad (9.7)$$

где v — скорость дрейфа (осаждения) твердой частицы к поверхности осаждения, м/с ; ω — средняя скорость газов, м/с ; A — площадь поверхности осаждения, м^2 ; ω — площадь поперечного сечения для прохода пылегазового потока, м^2 .

Между параметром пылеулавливания и степенью проскока имеет место соотношение (рис. 9.1)

$$p = \exp(-P). \quad (9.8)$$

Так как скорость дрейфа зависит от раз-

мера (диаметра) частицы, расчет проскока для каждой из фракций ведется отдельно.

Фракционная степень проскока

$$p_i = \exp(-P_i);$$

общая степень проскока

$$p = \sum_{i=1}^n p_i \Phi_i / 100. \quad (9.9)$$

Если используется комбинированный пылеуловитель, состоящий из нескольких разнотипных ступеней, то для каждой фракции используется соотношение

$$p_i = p'_i p''_i, \quad (9.10)$$

где p'_i и p''_i — фракционные степени проскока для первой и второй ступеней пылеуловителя.

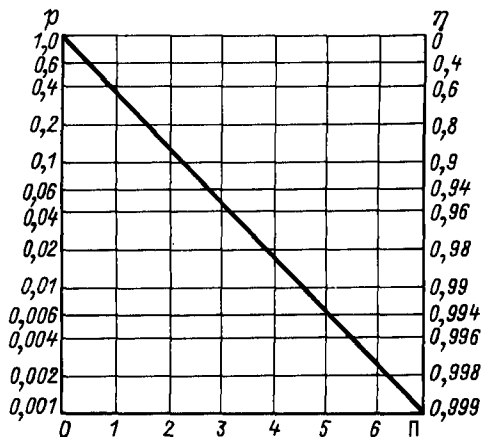


Рис. 9.1. Зависимость степени проскока p и степени улавливания η от параметра пылезолоулавливания P

9.2.2. ГРАВИТАЦИОННОЕ ОСАЖДЕНИЕ

В ряде отраслей промышленности, в частности в металлургии, в качестве первой ступени улавливания для крупных частиц часто используют осадительные камеры.

Скорость осаждения (дрейфа) определяется в зависимости от крупности частиц при плотности $\rho = 2300 \text{ кг/м}^3$ и температуре газов 150°C по графику на рис. 9.2.

Наиболее часто встречаются два типа осадительных камер: с горизонтальным движением пылегазового потока и с поворотом на 90°C с переходом от вертикального движения к горизонтальному. В первом случае параметр пылеулавливания

$$P_i = v_i L / (uH); \quad (9.11)$$

во втором

$$P_i = (1 + uH/(v_i L))^{-1}. \quad (9.11a)$$

Здесь v_i — скорость осаждения i -й фракции, м/с; u — скорость движения потока горизонтальная, м/с; H , L — высота и длина осадительной камеры, м.

Степень улавливания для крупных частиц (более 100 мкм) определится соотношением

$$\eta_i = P_i. \quad (9.12)$$

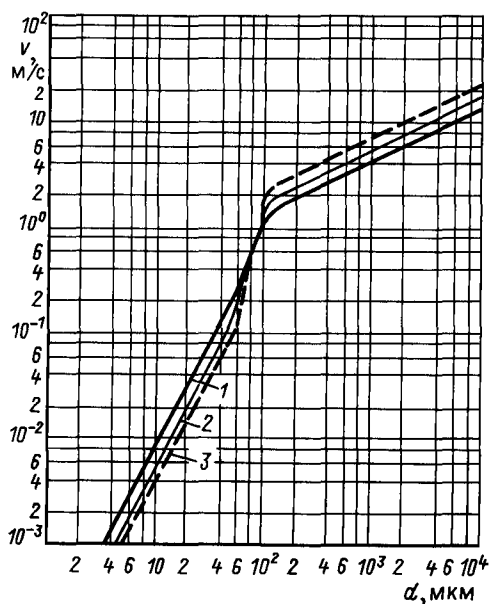


Рис. 9.2. Зависимость скорости осаждения (v) от размера частицы при плотности частицы $\rho = 2300 \text{ кг/м}^3$:

1 — в воздухе при $t = 20^\circ\text{C}$; 2 — в газах при $t = 200^\circ\text{C}$; 3 — в газах при $t = 400^\circ\text{C}$

Для частиц менее 100 мкм степень проскока каждой фракции определяется по (9.8). Общая степень проскока определяется по (9.9).

9.2.3. ИНЕРЦИОННЫЕ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛИ

Из инерционных (механических) пылеуловителей наибольшее применение получили циклоны, в которых осаждение происходит за счет центробежных сил при вращательном движении потока. Применяют три типа элементов батарейных циклонов: с осевым направляющим аппаратом (рис. 9.3, а), полуулиточным подводом газа (рис. 9.3, б) и четырехзаходным подводом газа (рис. 9.3, в). Два первых элемента — диаметром около 0,25 м, последний — 0,5 м. Наивысшую степень улавливания имеют батарейные циклоны с полуулиточным и четырехзаходным подводом газа. Степень улавливания циклона в батарее меньше, чем отдельного циклона, что объясняется перетоками газов и неравномерным распределением пыли.

Параметр батарейного циклона

$$P = K \sqrt{u/4,5} d_{50}^{0,67}, \quad (9.13)$$

где u — скорость газов, отнесенная к полному сечению циклона, м/с; d_{50} — значения приведенные в табл. 9.3; K — коэффициент, учитывающий тип циклона. Для батарейных циклонов типа БЦР-254 $K = 0,3$; для циклонов с улиточным подводом типа БЦУ-М и четырехзаходным подводом БЦ-512 $K = 0,5$.

Батарейные циклоны применяют для улавливания пыли за котлами паропроизводительностью от 2,5 до 500 т/ч. Степень улавливания — на уровне 0,88—0,92 при потере давления 500—700 Па. Для котлов паропроизводительностью 2,5—20 т/ч применяются циклоны диаметром 400—500 мм со степенью улавливания 70—90 %.

Для энергетических установок рекомендуется применение элемента с тангенциальным улиточным подводом газа БЦУ-М с внутренним диаметром 231 мм (рис. 9.3, б). Нормальный ряд таких циклонов для котлов паропроизводительностью от 20 до 500 т/ч приведен в табл. 9.4.

Расчет батарейных циклонов. Задано: количество очищаемого газа при номинальной нагрузке котла V , м³/с; дисперсный состав пыли; требуемая эффективность очистки газа.

Определяют необходимую площадь сечения батарейного циклона:

$$\omega = V/(zu), \quad (9.14)$$

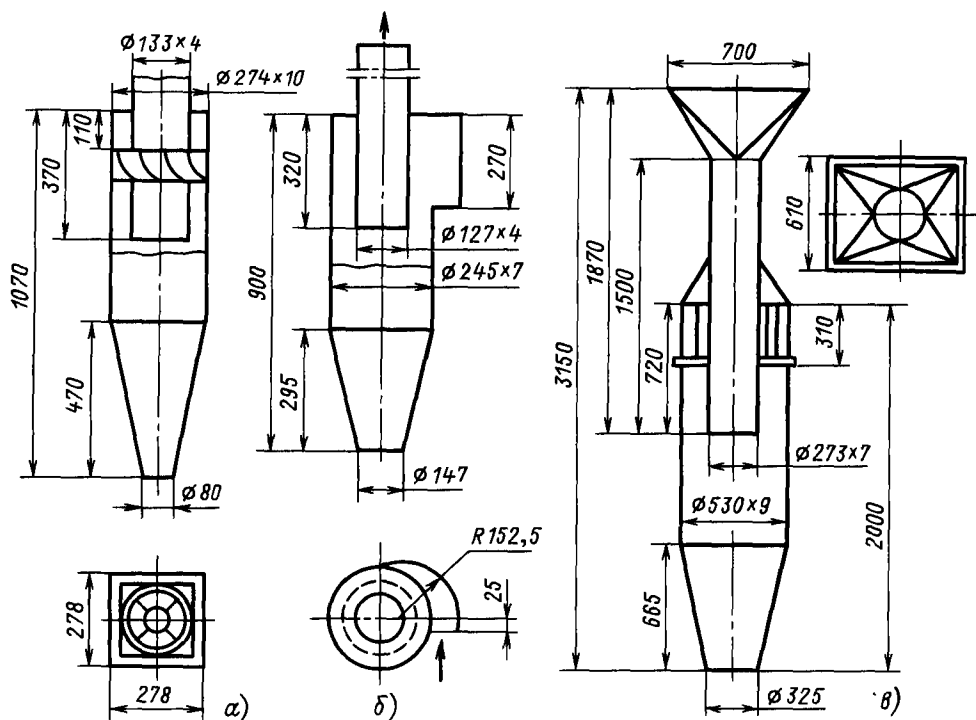


Рис. 9.3. Стандартные элементы батарейных циклонов:

а — аксиальный элемент батарейного циклона типа БЦР-254; б — элемент циклона типа БЦУ-М; в — элемент ЦКТИ диаметром 500 мм с тангенциальным четырехзаходным завихрителем (БЦ-512)

где u — скорость газа, отнесенная к поперечному сечению циклона, м/с (рекомендуется принимать $u=4,5$ м/с); z — число батарейных циклонов на один котел.

По табл. 9.4 подбирают батарейный циклон соответствующего типоразмера и количество этих циклонов на котел.

Определяют параметр улавливания по выражению (9.13) и степень улавливания по рис. 9.1.

Определяют аэродинамическое сопротивление циклонов:

$$\Delta p = \zeta \rho u^2 / 2. \quad (9.15)$$

Для циклонов БЦР-254 принимают $\zeta=90$, для БЦУ-М $\zeta=115$.

Противопоказанием для применения батарейных циклонов является слипаемость пыли, приводящая к их замазыванию. Поэтому не рекомендуется их применение для сильнослипающейся пыли, в частности золы АШ.

При улавливании ТПС мазута в батарейных циклонах БЦУ-М при скорости газов 5 м/с степень улавливания составляет 75–80, а по содержанию ванадия 65–70 % при гидравлическом сопротивлении аппарата

1,2 кПа. При этом температуру газа на входе в циклон во избежание конденсации паров серной кислоты рекомендуется поддерживать на уровне 180–200 °С. Для этого при низких

Т а б л и ц а 9.4. Типоразмеры батарейных циклонов БЦУ-М

Типоразмер	Число элементов по ширине m	Предельные числа элементов	Предельные площади сечения, м ²
$1 \times 10 \times m$	7–15	70–150	2,93–6,28
$2 \times 10 \times m$	7–15	140–300	5,87–12,57
$4 \times 10 \times m$	7–15	280–600	11,73–25,14
$2 \times 12 \times m$	7–15	168–360	7,04–15,08
$4 \times 12 \times m$	7–15	336–720	14,08–30,17
$2 \times 14 \times m$	7–24	196–672	8,21–28,15
$4 \times 14 \times m$	7–24	392–1344	16,42–56,31

Примечания: 1. Расчетное сечение элемента 0,042 м².

2. В типоразмере циклонов указаны основные данные: например, $4 \times 14 \times m$ означает четырехсекционный аппарат с 14 элементами в глубину и с m элементами в ширину.

температурах уходящих газов золоуловители располагают между горячими и холодными кубами воздухоподогревателя.

9.2.4. МОКРЫЕ ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

В энергетике для паровых котлов малой мощности применяют полые *центробежные скрубберы* (ЦС) в виде вертикальных циклонов (рис. 9.4) со стекающей по стенкам водяной пленкой. Степень улавливания в ЦС 80—92 %.

Расчет скрубберов. Определяют площадь сечения аппарата по (9.14), где z — число параллельно включенных аппаратов; u — скорость газа в сечении аппарата.

Расход воды на орошение, кг/с,

$$G_{ж} = 0,45 D,$$

где D — диаметр скруббера, м.

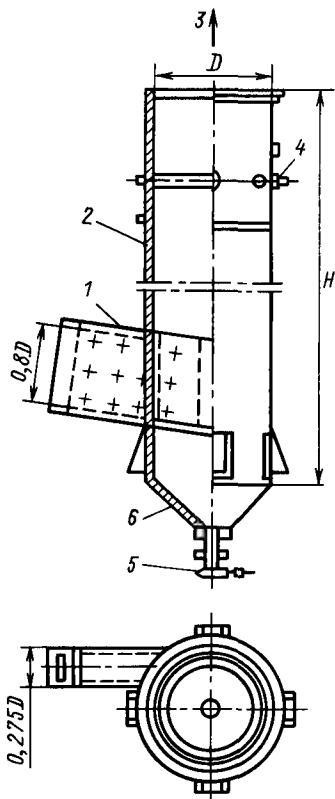


Рис. 9.4. Центробежный скруббер:

1 — входной патрубок; 2 — корпус скруббера; 3 — выход очищенного газа; 4 — подвод орошающей воды; 5 — гидрозатвор; 6 — бункер

Т а б л и ц а 9.5. Типоразмеры центробежных скрубберов ЦС-ВТИ

Наружный диаметр, м	Высота, м	Площадь активного сечения, м ²	Кэф-фициент гидравлического сопротивления
0,60	3,83	0,204	46,5
0,70	4,31	0,292	42,8
0,80	4,79	0,396	40,3
0,90	5,27	0,515	38,6
1,00	5,75	0,650	37,3
1,10	6,23	0,800	36,6
1,20	6,71	0,967	35,8
1,30	7,16	1,15	35,2
1,40	7,67	1,35	34,7
1,50	8,15	1,56	34,1
1,60	8,63	1,79	33,8
1,70	9,11	2,03	33,5

Гидравлическое сопротивление рассчиты-вается по (9.15), где ξ — коэффициент сопротивления (табл. 9.5).

Оценивается ориентировочно конечная температура очищаемых газов после скруббе-ра, °C:

$$t''_r \approx t'_r - 0,5 (t'_r - t_m),$$

где t_m и t'_r — температуры мокрого термометра и входящих в скруббер газов, °C.

Степень улавливания

$$\Pi_i = 0,3 \sqrt{u/D} d_{50}^{0,4}. \quad (9.16)$$

Для аппаратов ЦС-ВТИ $u = 4,5$ м/с. Значения d_{50} приведены в табл. 9.3.

Основным типом мокрых пылезолоуловителей со степенью улавливания 92—96 % является золоуловитель с *турбулентным коагулятором Вентури и каплеуловителем* (рис. 9.5, табл. 9.6), применяемый для котлов паропроизводительностью 120—660 т/ч.

Удельный расход орошаемой воды для трубы Вентури $g_{ж} = 0,15 \div 0,20$ кг/м³, на оро-

Т а б л и ц а 9.6. Типоразмеры золоуловителя МС-ВТИ

Каплеуловитель			Площадь сечения горловины трубы Вентури, м ²
Диаметр, м	Высота, м	Сечение, м ²	
2,8	9,66	5,72	0,455
3,0	10,32	6,60	0,530
3,2	10,98	7,54	0,644
3,6	12,20	9,62	0,810
4,0	13,16	11,93	1,000
4,5	15,25	15,20	1,30

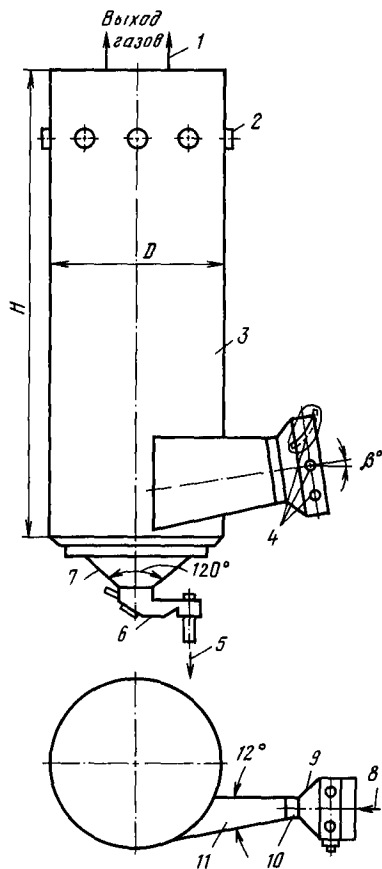


Рис. 9.5. Скоростной золоуловитель с трубой Вентури:

1 — выход очищенного газа; 2 — сопла, орошающие стенки скруббера; 3 — корпус каплеуловителя (скруббера); 4 — подача распыленной воды через форсунки; 5 — удаление пыли в канал гидрозолоудаления; 6 — гидрозатор; 7 — золовый бункер; 8 — входной патрубок; 9 — конфузор; 10 — горловина; 11 — диффузор трубы Вентури

шение каплеуловителя $0,05 \text{ кг/м}^3$; скорость газов в горловине коагулятора Вентури $u_r = 50 \div 70 \text{ м/с}$, при входе в каплеуловитель и выходе из диффузора $20 \div 22 \text{ м/с}$, в цилиндрической части каплеуловителя $4,5 \div 5,5 \text{ м/с}$.

Решающее влияние на степень улавливания имеет произведение $g_{ж} u_r$. С увеличением этого параметра возрастает степень улавливания.

Расчет золоуловителей с коагулятором Вентури. Определяют типоразмер каплеуловителя по (9.14) (скорость газов в его сечении принимают в среднем $u = 5 \text{ м/с} \pm 10\%$), по табл. 9.6 подбирают типоразмер аппарата.

В зависимости от принятой степени уноса золы p находят по рис. 9.1 параметр золоулавливания Π и выбирают $g_{ж}$ и u_r таким

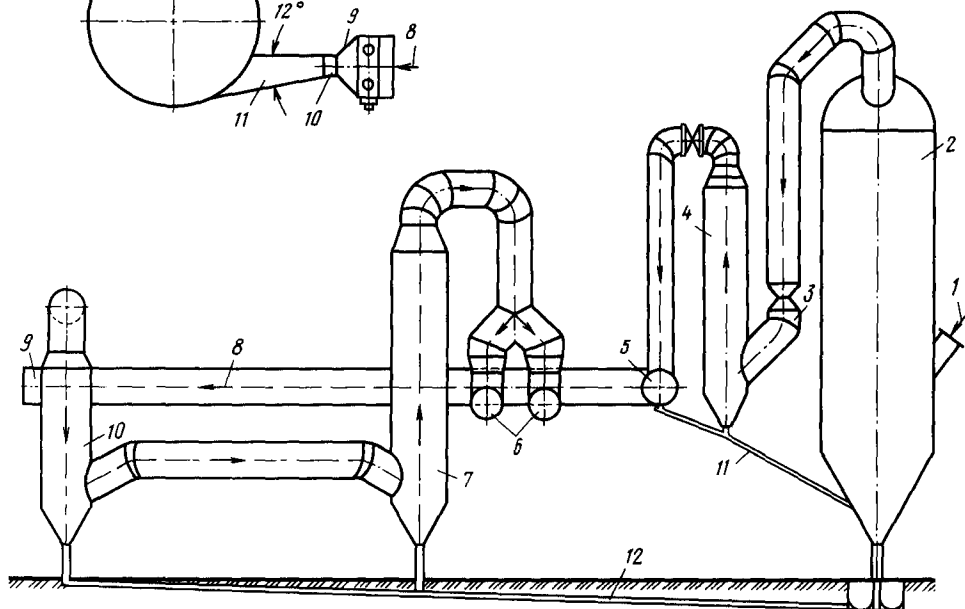


Рис. 9.6. Установка очистки газа доменной печи объемом 5580 м^3 :

1 — вход загрязненного газа от доменной печи; 2 — скруббер; 3 — труба Вентури с регулируемой горловиной (3 шт.); 4 — циклон-каплеуловитель; 5 — собирающий коллектор; 6 — газопровод дросселированного очищенного доменного газа в котельную; 7 — циклон-каплеуловитель; 8 — газопровод очищенного газа; 9 — газопровод очищенного доменного газа на ГУБТ; 10 — дроссельное устройство; 11 — пульпопровод; 12 — самотечный канал удаления пыли

образом, чтобы

$$P = \sqrt{g_{ж} u_r}. \quad (9.17)$$

Определяют площадь сечения горловины трубы Вентури:

$$\omega_r = V / (z u_r).$$

По табл. 9.7 подбирают сечение горловины и корректируют соответственно действительную скорость газов.

По (9.19) корректируют действительные значения P , а затем p .

Общая потеря давления в коагуляторе Вентури и каплеуловителя, Па [18],

$$\Delta p = (0,25 + 0,01 q_{ж} u_r) \rho u_r^2 / 2 + 2,7 \rho u_{вх}^2 / 2, \quad (9.18)$$

где ρ — плотность газа перед золоуловителем, кг/м³; $u_{вх} = V / (z \omega_{вх})$ — скорость газа при входе в каплеуловитель, обычно $u_{вх} = 20$ м/с.

Конечная допустимая температура очищенных газов, °С, принимается по известной точке росы водяных паров t_p' из соотношения

$$t = t_p' + 21.$$

Скрубберы с высоконапорными коагуляторами Вентури за последнее время получили применение для глубокой очистки доменных газов ($\eta > 99,9\%$). На рис. 9.6 показана схема такой очистки за крупной доменной печью. Столь глубокая очистка достигается за счет очень высоких скоростей газов (на уровне

Таблица 9.7. Технические и стоимостные характеристики электрофильтров серии ЭГА

Типоразмер электрофильтра	Площадь активного сечения, м ²	Активная длина поля, м	Общая площадь осаждения, м ²	Габаритные размеры, м			Масса электрофильтра, т	Механическое оборудование	
				Длина	Ширина (по осям опор)	Высота		Масса, т	Оптовая цена, тыс. руб.*
ЭГА 1-14-7,5-4-3	26,7	2,56	1660	13,44	4,4	13,9	73,3	35,2	25,0
ЭГА 1-14-7,5-4-4		2,56	2210	17,62	4,4	13,9	95,2	46,4	32,7
ЭГА 1-14-7,5-6-2		3,84	1660	11,82	4,4	14,9	66,8	31,2	22,2
ЭГА 1-14-7,5-6-3		3,84	2480	17,28	4,4	14,9	95,8	46,4	32,7
ЭГА 1-20-7,5-4-3	41	2,56	2360	13,44	6,2	15,4	95,2	46,3	32,5
ЭГА 1-20-7,5-4-4		2,56	3160	17,42	6,2	15,4	124,0	62,1	41,8
ЭГА 1-20-7,5-6-2		3,84	2360	11,82	6,2	15,4	84,8	42,2	29,3
ЭГА 1-20-7,5-6-3		3,84	3550	17,28	6,2	15,4	121,3	—	42,5
ЭГА 1-20-9-6-2	49	3,84	2830	11,82	6,2	16,9	99	48,9	32,1
ЭГА 1-20-9-6-3		3,84	4240	17,28	6,2	16,9	142,1	73,1	46,7
ЭГА 1-20-9-6-4		3,84	5660	22,74	6,2	16,9	185,3	96,6	61,7
ЭГА 1-30-7,5-4-3	61,4	2,56	3550	13,44	9,2	14,9	139,9	69,0	45,0
ЭГА 1-30-7,5-4-4		2,56	4730	17,62	9,2	14,9	181,8	90,3	60,2
ЭГА 1-30-7,5-6-2		3,84	3550	11,82	9,2	14,9	122,5	61,7	41,1
ЭГА 1-30-7,5-6-3		3,84	5320	17,28	9,2	14,9	176,5	91,6	61,2
ЭГА 1-30-9-6-2	73,4	3,84	4240	11,82	9,2	16,4	139,8	71,6	44,9
ЭГА 1-30-9-6-3		3,84	6360	17,28	9,2	16,4	201,3	—	66,7
ЭГА 1-30-9-6-4		3,84	8480	22,74	9,2	16,4	262,7	143,5	88,5
ЭГА 1-30-12-6-3	97,4	3,84	8440	17,28	9,2	19,4	240,2	134,9	79,8
ЭГА 1-30-12-6-4		3,84	11 250	22,74	9,2	19,4	313,5	177,5	104,6
ЭГА 1-40-7,5-4-3	81,9	2,56	4730	13,44	12,2	15,4	172,2	88,0	56,7
ЭГА 1-40-7,5-4-4		2,56	6310	17,62	12,2	15,4	223,8	116,3	74,3
ЭГА 1-40-7,5-6-2		3,84	4730	11,82	12,2	15,4	150,0	81,2	52,7
ЭГА 1-40-7,5-6-3		3,84	7100	17,28	12,2	15,4	217,3	119,5	77,5
ЭГА 1-40-9-6-2	97,9	3,84	5650	11,82	12,2	16,9	170,5	90,3	57,5
ЭГА 1-40-9-6-3		3,84	8480	17,28	12,2	16,9	244,0	139,0	85,3
ЭГА 1-40-9-6-4		3,84	11 310	22,84	12,2	16,9	322,9	185,4	112,6

Продолжение табл. 9.7

Типоразмер электрофилтра	Площадь активного сечения, м ²	Активная длина поля D_n , м	Общая площадь осадения, м ²	Габаритные размеры, м			Масса электрофилтра, т	Механическое оборудование	
				Длина	Ширина (по осям опор)	Высота		Масса, т	Оптовая цена, тыс. руб.*
ЭГА 1-40-12-6-3	129,8	3,84	11 250	17,28	12,2	19,9	296,5	175,0	103,7
ЭГА 1-40-12-6-4		3,84	15 000	22,74	12,2	19,9	387,7	230,6	133,4
ЭГА 2-48-12-6-3	155,8	3,84	13 500	17,28	15,2	19,9	364,5	277,3	129,8
ЭГА 2-48-12-6-4		3,84	18 000	22,74	15,2	19,9	476,4	287,3	172,8
ЭГА 2-56-12-6-3	181,7	3,84	15 750	17,28	17,6	19,9	413,8	251,9	148,1
ЭГА 2-56-12-6-4		3,84	21 000	22,74	17,6	19,9	544,4	401,0	198,8
ЭГА 2-76-12-6-3	246,6	3,84	21 400	17,28	23,6	19,9	532,1	—	195,9
ЭГА 2-76-12-6-4		3,84	28 500	22,74	23,6	19,9	696,1	438,9	257,9
ЭГА 2-88-12-6-3	285,6	3,84	24 750	17,28	27,2	19,9	623,7	390,2	234,0
ЭГА 2-88-12-6-4		3,84	33 000	22,74	27,2	19,9	817,3	518,5	307,1

* Прейскурант № 23-09-1980/6.

Примечания: 1. Расстояние между коронирующими электродами $s=0,30$ м, длина осадительного электрода $l=0,64$ м; цифры после букв ЭГА обозначают количество секций, количество газовых проходов, номинальную высоту электродов, количество элементов в осадительном электроде, количество полей по длине электрофилтра.

2. Цена корпуса электрофилтра с форкамерами и поддерживающими конструкциями составляет 326 руб. за тонну.

220 м/с) в трубе Вентури с регулируемой горловиной и большим удельным расходом воды — около 2,2 кг/м³. Перепад давления газов в трубе Вентури достигает 25 кПа. Очищенный газ без дополнительного сжатия поступает в камеру сгорания газовых утилизационных бескомпрессорных турбин (ГУБТ). В случае отключения ГУБТ очищенный доменный газ направляется в горелочные устройства паровых котлов, размещенных на территории металлургического завода.

9.2.5. ЭЛЕКТРОФИЛТРЫ

Электрофилтры являются аппаратами, обеспечивающими глубокую очистку отходящих газов от золы и пыли. Они получили широкое применение для мощных энергетических установок на твердом топливе, в цементной промышленности, металлургии и других отраслях промышленности. Обеспечивают высокую степень улавливания ($\eta > 99\%$) при малом гидравлическом сопротивлении и без снижения температуры уходящих газов. Однако металлоемкость и стоимость их достаточно высоки, велики их габариты, эксплуатация более сложна, чем других типов золоуловителей.

Конструкции применяемых электрофилтров изменяются каждые 5—10 лет. К числу более старых конструкций относятся электрофилтры ПГД, ДГП и некоторые другие. За последние годы наиболее широкое применение получили во всех отраслях промышленности электрофилтры серии УГ (универсальные горизонтальные), в настоящее время сооружаются электрофилтры серии ЭГА (электрофилтр горизонтальный, тип А). Электрофилтр этой серии показан на рис. 9.7, данные по нему приведены в табл. 9.7. В настоящее время проектируются электрофилтры с увеличенным до 350 мм межэлектродным промежутком (ЭГБ).

Электрофилтры ЭГА имеют широкополосные осадительные электроды шириной 640 мм, причем электроды одного поля связаны между собой в жесткую систему. Высота электродов 6; 7,5; 9; 12 м. Осадительный электрод набирается из четырех—восьми элементов, что дает активную длину поля от 2,56 до 5,12 м. Подвод выпрямленного электрического тока высокого напряжения к электрофилтрам (60—80 кВ) осуществляется агрегатом питания АТПОМ (агрегат трансформаторно-преобразовательный однофазный масляный).

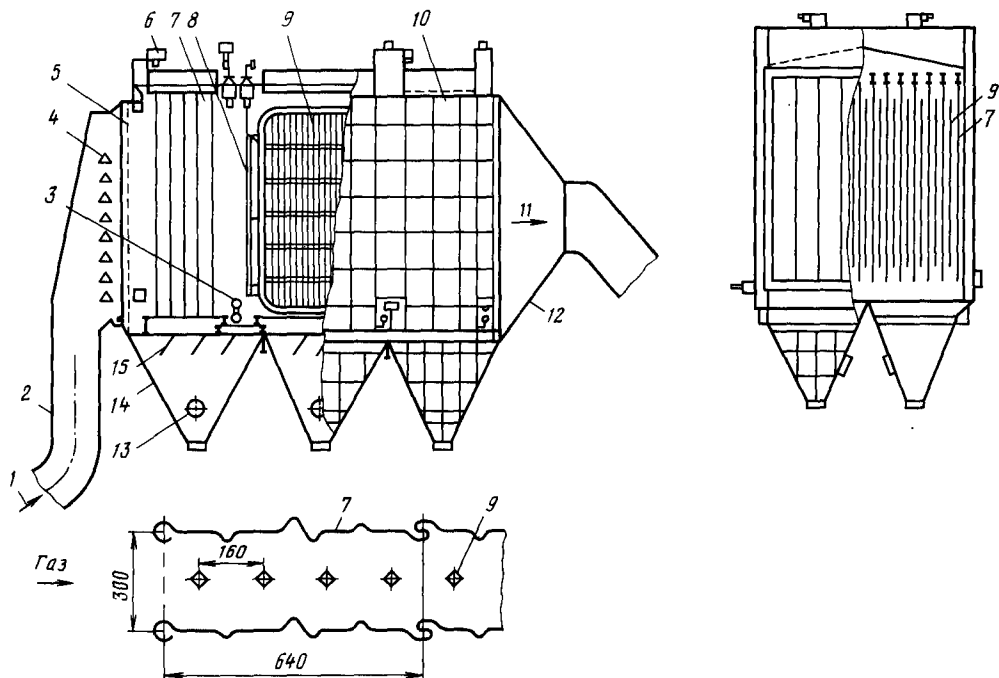


Рис. 9.7. Электрофильтр ЭГА:

1 — вход запыленного газа; 2 — подъемная шахта; 3 — встряхивающий механизм осадительных электродов; 4 — газораспределительные объемные элементы МЭИ; 5 — газораспределительная решетка; 6 — подвод тока высокого напряжения; 7 — осадительный электрод; 8 — встряхивающий механизм коронирующих электродов; 9 — коронирующий электрод; 10 — корпус; 11 — выход очищенного газа; 12 — выходной конфузор; 13 — смотровые люки в бункерах; 14 — бункер; 15 — наклонные перегородки МЭИ для уменьшения перетоков газа через бункер

Для силовой части этих агрегатов не требуются укрытия, и они устанавливаются вне помещения. Напряжение питания агрегатов 380 В, среднее выпрямленное напряжение 50 кВ, а наивысшее — до 80 кВ.

Выпускаются пять типоразмеров агрегатов питания электрофильтров АТПОМ: 250, 400, 600, 1000 и 1600. Цифра после буквенного обозначения типа агрегатов означает среднее значение выпрямленного тока нагрузкой, мА, которому соответствует потребляемая из сети мощность 25, 40, 60, 100 и 160 кВ·А. В настоящее время разработана новая серия агрегатов питания ОПМД.

Необходимый электрический ток для игольчатых коронирующих электродов, мА,

$$I_n = j_A A_n, \quad (9.19)$$

где j_A — удельный ток, мА/м²; A_n — площадь поверхности осадительных электродов, приходящихся на один агрегат, м². Удельные токи принимаются в пределах 0,2—0,35 мА/м² при сжигании каменного угля и 0,3—0,5 мА/м² при сжигании бурого угля. На каждое поле

электрофильтра, как правило, устанавливают самостоятельный агрегат питания.

Для встряхивания электродов наибольшее распространение получили ударно-молотковые механизмы.

Эффективность удаления золы с электродов зависит от режима встряхивания. Наихудшие результаты получаются при непрерывной системе встряхивания и при встряхивании всех полей через одинаковые промежутки времени.

Длительность паузы (интервалов) между встряхиваниями первого поля, мин,

$$\tau = \frac{8A_n}{VC_{вх}(1-p^{1/n})}, \quad (9.20)$$

где A_n — площадь осаждения поля, м²; V — расход газов, м³/с; $C_{вх}$ — запыленность газов на входе в электрофильтр, г/м³ (см. табл. 9.3); n — число полей. В остальных полях интервалы встряхивания принимаются по табл. 9.8.

На степень улавливания золы в электрофильтре решающее влияние оказывает удель-

Таблица 9.8. Рекомендуемые соотношения интервалов встряхивания осадительных электродов электрофилтра

Номер поля	Степень очистки газов в электрофилтре η				
	0,8	0,9	0,95	0,98	0,99
<i>Трехпольный электрофилтр</i>					
1	1	1	1	1	1
2	1,7	2,1	2,7	3,7	4,6
3	2,9	4,6	7,4	13,6	21,5
<i>Четырехпольный электрофилтр</i>					
1	1	1	1	1	1
2	1,5	1,8	2,1	2,7	3,2
3	2,2	3,2	4,5	7,1	10,0
4	3,3	5,6	9,6	18,8	31,6

ное электрическое сопротивление (УЭС) ρ_V , Ом·м. Наиболее эффективно улавливается зола, для которой $2 < \lg \rho_V < 8$. Для заданной температуры газов значение УЭС определяется критерием электрофизических свойств продуктов сгорания K_Φ по (9.5). Чем больше K_Φ , тем больше УЭС.

Степень улавливания снижается при $K_\Phi > 80$ ($\lg \rho_V > 9$). В этом случае образуется так называемая обратная корона, когда происходит перезарядка осевших частиц золы и их выброс в газовый поток. Максимальное значение УЭС имеет место обычно в диапазоне температур газов 140—160 °С.

Для повышения эффективности улавливания золы с высоким УЭС применяются следующие методы:

импульсное электропитание, при котором удается повысить амплитудное значение напряжения для питания электрофилтров и уменьшить образование обратной короны;

кондиционирование дымовых газов путем введения в очень небольших количествах некоторых *химических соединений* — триоксида серы, аммиака и др. На рис. 9.8 показана установка кондиционирования с помощью ввода SO_3 , полученного при сжигании подаваемой из резервуара жидкой серы в дымовые газы перед электрофилтром. В конвертере происходит доокисление SO_2 в SO_3 в присутствии катализатора. Трубопроводы жидкой серы обогреваются паром. При добавлении SO_3 в количестве 7 млн⁻¹ объема газов степень проскока золы снизилась с 0,02 до 0,006, т. е. более чем в 3 раза при начальной запыленности газа 12,2 г/м³.

Температурное кондиционирование. На рис. 9.9, а показано влияние температуры га-

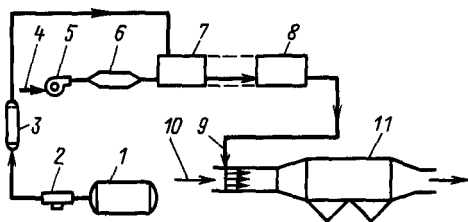


Рис. 9.8. Система кондиционирования дымовых газов продуктами сжигания серы:

1 — резервуар жидкой серы; 2 — дозирующий насос; 3 — паровая рубашка трубопроводов жидкой серы; 4 — вход воздуха; 5 — вентилятор; 6 — подогреватель воздуха; 7 — горелка; 8 — катализаторный конвертер; 9 — ввод присадки; 10 — дымовые газы; 11 — электрофилтр

зов, поступающих в электрофилтр, на степень улавливания. Одним из способов снижения температур является впрыск воды в газовый поток. При установке скруббера (рис. 9.5, а) удается понизить температуру дымовых газов перед электрофилтром со 140 до 100—110 °С, уменьшить $\lg \rho_V$ с 11 до 8,5—9 и существенно повысить степень улавливания золы. Однако использование перед электрофилтром предвключенной водяной ступени неизбежно ведет к брызгоуносу и интенсивной коррозии всех элементов электрофилтра, включая корпус и электроды.

Другим способом снижения температуры перед электрофилтром является применение схем котельных установок, в которых теплота газов используется в дополнительных устройствах, например в экономайзере низкого давления с использованием горячей воды для теплофикационных целей (рис. 9.9, б). На рис. 9.9, в показана схема, в которой снижение температуры уходящих газов происходит за счет подачи в воздухоподогреватель воздуха в количестве, на 40 % превышающем необходимое. Воздухоподогреватель имеет увеличенную поверхность нагрева по сравнению с вариантом, показанным на рис. 9.9, б. Избыточное количество воздуха используется в воздуховодяном подогревателе для подогрева воды, идущей на теплофикацию или частичный подогрев питательной воды.

На эффективность работы электрофилтра большое влияние оказывает равномерность поступающего потока.

Распределение потока газов в электрофилтре характеризуется средним квадратом относительного отклонения скорости в том или ином сечении

$$\overline{\Delta u_{cp}^2} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} \overline{\Delta u_i^2},$$

где n — число точек сечения (обычно 50—100), в которых измеряется скорость. С увеличением $\Delta u_{\text{ср}}^2$ возрастает степень проскока золы в активной зоне электрофильтра:

$$p_a = (1 + R \Delta u_{\text{ср}}^2) p_p, \quad (9.21)$$

где p_p — степень проскока при $\Delta u_{\text{ср}}^2 = 0$ (равномерное поле скоростей); $R = 0,125 (1 + P_p) \times \times P_p$, здесь P_p — параметр пылезолоулавли-

вания при равномерном поле:

$$P_p = 0,2 \frac{\sqrt{v}}{\sqrt{u}} \frac{n L_p}{s}, \quad (9.22)$$

где n — число полей; L_p — длина одного поля, м; s — шаг между одноименными электродами, м (табл. 9.7).

Выбор типа газораспределительного устройства определяется взаимным расположением воздухоподогревателя и электрофильтра. Компоновки можно разделить на два типа: с подводом потока дымовых газов к электрофильтру снизу (рис. 9.10, а) и с горизонтальным подводом потока дымовых газов (рис. 9.10, б). В табл. 9.9 и 9.10 даны значения $\Delta u_{\text{ср}}^2$ для схем газораспределения по рис. 9.10.

Значительное снижение эффективности работы электрофильтра происходит за счет движения части потока выше и ниже активных зон (в частности, через бункеры), где улавли-

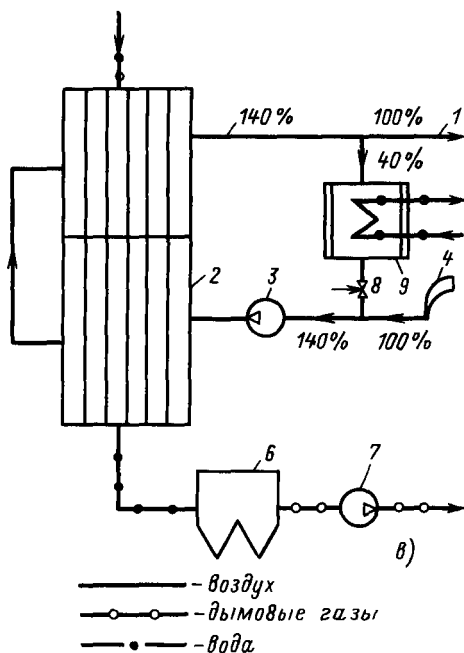
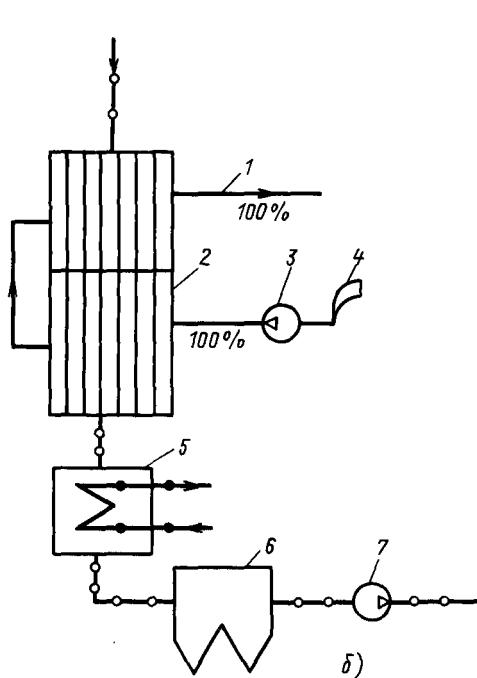
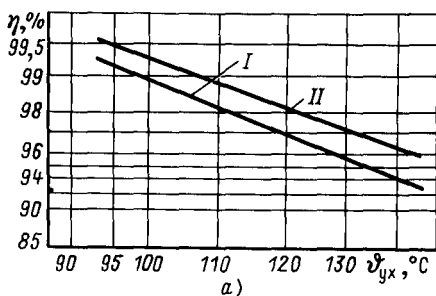


Рис. 9.9. Схемы хвостовой части газовоздушных трактов паровых котлов для снижения температуры газов перед электрофильтром и их влияние на эффективность золоулавливания:

а — изменение степени улавливания золы в электрофильтре в зависимости от температуры уходящих газов на экибастузском угле: I — трехпольный электрофильтр; II — четырехпольный электрофильтр; б — схема с установкой экономайзера низкого давления; в — схема с подачей избыточного воздуха; 1 — горячий воздух в топку котла; 2 — воздухоподогреватель; 3 — дутьевой вентилятор; 4 — забор холодного воздуха; 5 — экономайзер низкого давления; 6 — электрофильтр; 7 — дымосос; 8 — регулирующая шибер рециркуляции воздуха; 9 — воздуховодяной теплообменник. Приведенные на рисунке цифры показывают количество воздуха в процентах подаваемого в топку котла

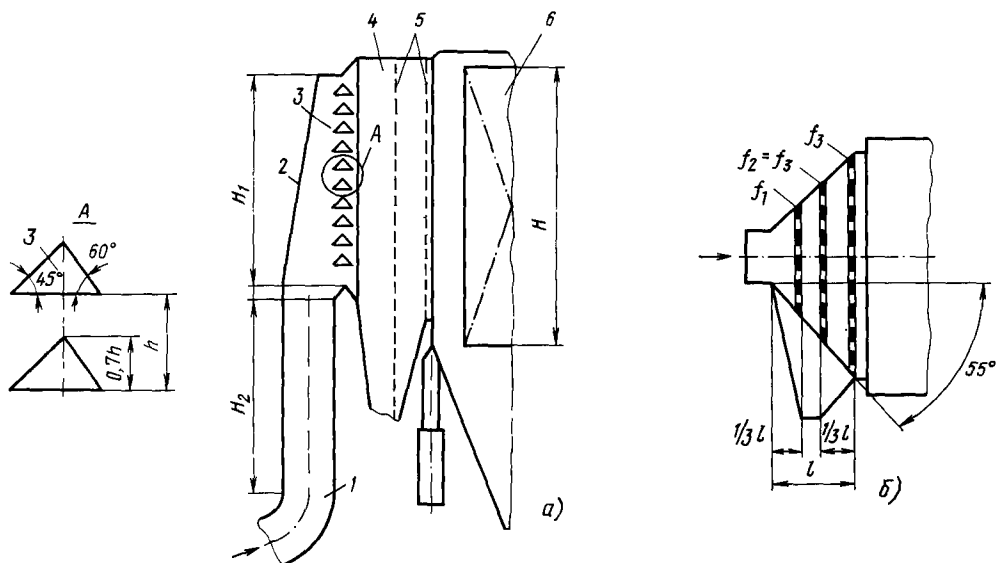


Рис. 9.10. Газораспределительные устройства электрофильтров:

а — газораспределительное устройство МЭИ для подвода газов снизу; 1 — подъемная шахта; 2 — скошенная часть подъемной шахты; 3 — решетка из объемных элементов; 4 — форкамера; 5 — перфорированные плоские газораспределительные решетки с живым относительным сечением 0,5; 6 — активное поле электрофильтра; б — газораспределительное устройство с диффузором при горизонтальном подводе газов $f_1=0,7$; $f_2=f_3=0,5$

вание золовых частиц практически не происходит. Степень улавливания с учетом движения через неактивные зоны

$$\eta = (1 - \varphi) \eta_a, \quad (9.23)$$

где φ — доля потока, проходящего через неактивные зоны; η_a — степень улавливания без учета движения помимо активных зон.

На рис. 9.11 даны различные схемы установки бункерных перегородок для снижения потока через неактивные зоны, а в табл. 9.11 — значения φ для каждой схемы.

Выбор и расчет электрофильтра. Для выбора и расчета электрофильтра задаются: вид топлива, топки, размольного устройства,

объем уходящих газов V , м³/с, температура газов t_{yx} , необходимая степень улавливания η . Расчет ведут в следующем порядке:

1. В зависимости от критерия электрофизических свойств топлива K_Φ (см. табл. 9.3) выбирают скорость дымовых газов u : $u = 1,3 \div 1,5$ м/с при $K_\Phi < 80$; $u = 1,0 \div 1,2$ м/с при $K_\Phi \geq 80$.

Таблица 9.10. Средние по объему электрофильтра значения Δu_{cr}^2 для диффузного газораспределительного устройства (рис. 9.10, б)

Количество решеток	Число полей	
	3	4
2	0,150	0,120
3	0,115	0,096

Таблица 9.9. Средние по объему электрофильтра значения Δu_{cr}^2 для диффузного газораспределительного устройства (рис. 9.10, а)

Относительная высота подъемной шахты	Количество решеток			
	1		2	
	Число полей			
	3	4	3	4
0	0,100	0,084	0,068	0,055
0,4	0,079	0,070	0,053	0,047
0,8	0,064	0,060	0,042	0,042

Таблица 9.11. Доля перетока пылегазового потока через неактивные зоны

Схема на рис. 9.11	Число полей электрофильтра	
	3	4
а	0,023	0,01
б	0,022	0,009
в	0,020	0,008
г	0,002	0,001

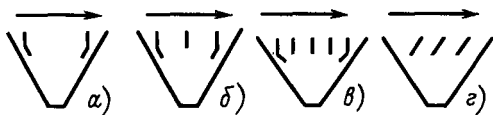


Рис. 9.11. Схемы бункерных перегородок для снижения протечек газа через неактивные зоны (см. табл. 9.11):

— направление движения дымовых газов

2. Определяют необходимую площадь активного сечения электрофильтра по (9.14), где z — число параллельных корпусов на котел (обычно $z=1$ или 2).

3. По табл. 9.7 выбирают один из электрофильтров серии ЭГА и уточняют действительную скорость газов u . Предварительно задаются числом полей (обычно $n=3$ или 4, но может быть и больше). Выбирают аэродинамическую схему газораспределения бункерных перегородок по рис. 9.10.

4. По табл. 9.3 определяют напряженность поля E , кВ/м, коэффициент обратной короны $K_{о.к}$ и d_{50} .

5. Находят квадратный корень скорости дрейфа:

$$\sqrt{v} = 0,5 K_{о.к} E d_{50}^{0,5}. \quad (9.24)$$

6. Определяют коэффициент вторичного уноса в зависимости от типа электрода $K_{эл}$ и режима работы встряхивающего устройства $K_{вс}$:

$$K_{ун} = K_{эл} K_{вс} [1 - 0,25(u - 1)]. \quad (9.25)$$

Здесь H — высота электрода; коэффициенты: для современных конструкций электродов $K_{эл}=1$ (электрофильтры ЭГА, УГ), для ранее применявшихся конструкций $K_{эл}=0,9$; $K_{вс}$ — коэффициент встряхивания. При непрерывном встряхивании $K_{вс}=1$, при оптимальном $K_{вс}=1,4$ (табл. 9.8).

7. Определяют параметр золоулавливания при равномерном поле по (9.22), а по рис. 9.1 или по (9.8) — степень проскока при равномерном поле p_p .

8. В соответствии с принятым газораспределением находят по табл. 9.9 или 9.10 средний квадрат относительного отклонения скорости $\Delta u_{ср}^2$ и оценивают степень проскока в активной зоне p_a по (9.21).

9. Находят по (9.23) степень улавливания с учетом неактивных зон согласно рис. 9.11 и табл. 9.11.

Если полученная степень улавливания значительно отличается от заданной, расчет повторяют, внося соответствующие изменения в конструкцию электрофильтра и его элементов.

9.2.6. ТКАНЕВЫЕ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛИ

Применение тканевых фильтров в различных отраслях промышленности, в том числе и в энергетике (рис. 9.12), становится экономически оправданным, если требуемая степень улавливания пыли (зола) $\eta > 99,5\%$.

Для очистки горячих сухих газов в цементной, металлургической промышленности, а также в энергетике применяются ткани из лавсана (при скорости фильтрации $u=0,7 \div 1,2$ м/мин) или стеклоткани (при $u=0,3 \div 0,5$ м/мин). Диаметр рукавов обычно не превышает 0,6 м, длина — 10—12 м.

Расчет тканевых фильтров ведут из условия, чтобы их сопротивление не превышало 0,75—1,5 кПа. Общая площадь фильтрации, m^2 ,

$$\omega = \frac{V}{u} (1 + 1/n),$$

где V — расход запыленных газов с учетом подсоса, $m^3/\text{мин}$; n — число секций.

Остаточная концентрация пыли после тканевых фильтров составляет 10—15 mg/m^3 . Расчетная нагрузка на 1 m^2 ткани не должна превышать 12—18 $г/(m^2 \cdot \text{мин})$. Скорость продувочного воздуха при регенерации должна быть в 1,5—2 раза большей, чем скорость газов при фильтрации. Температура газов на выходе фильтров должна быть на 15—30 °C выше температурой точки росы.

Для улавливания различных пылей при температурах до 230 °C в черной, цветной металлургии и других отраслях промышленно-

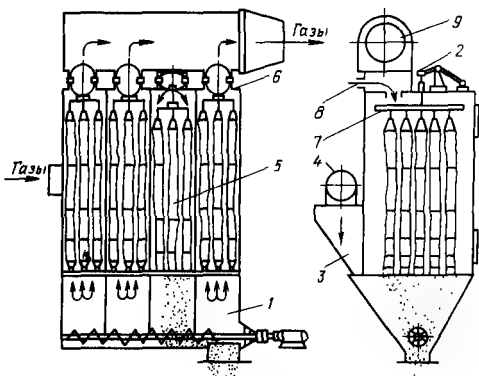


Рис. 9.12. Многосекционный рукавный фильтр со встряхиванием и обратной продувкой типа Г4-БФМ:

1 — бункер; 2 — механизм встряхивания; 3 — коллектор; 4 — газоход запыленных газов; 5 — секции фильтра, находящиеся на регенерации; 6 — клапан; 7 — рама подвеса рукавов; 8 — продувочный клапан; 9 — выход очищенных газов

Таблица 9.12. Усредненные затраты на пылезолоулавливающее оборудование [2]

Эффективность, %	Тип золоуловителя	Удельные капитальные вложения, руб/тыс. м ³	Удельные эксплуатационные расходы, руб/млн. м ³
88—93	ЦБУ-М	195	10
93—96	МС ВТИ	105	7,5
98—99	УГ-2-3	690	30,0
98,5—99,5	УГ-3-4*	900	31,5
98,5—99,5	ЦС + УГ-3-3	765	23,0**

* Электрофильтр УГ: третий габарит (электроды $H=12$ м), четырехполюсный.

** Без учета затрат на восстановление прокорродировавших элементов.

сти используются рукавные фильтры (ФРО) при объемах очищаемых газов более 50 тыс. м³/ч. После обозначения фильтра указывается площадь поверхности фильтрации, м² (например, ФРО-24000).

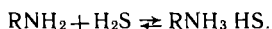
В табл. 9.12 приведены усредненные затраты на сооружение и эксплуатацию некоторых типов пылезолоуловителей.

9.3. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ СЕРЫ И АЗОТА

9.3.1. УДАЛЕНИЕ СЕРЫ ИЗ ТОПЛИВА ДО ПОСТУПЛЕНИЯ ЕГО В ТОПОЧНОЕ УСТРОЙСТВО

Сера содержится в нефти в виде сложных сераорганических соединений. При перегонке серы на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) подавляющая часть сернистых соединений (70—90 %) концентрируется в высококипящих фракциях и остаточных продуктах, входящих в состав мазута.

Удаление серы из нефтяных топлив можно осуществить на НПЗ посредством гидроочистки. При этом происходит взаимодействие водорода с сераорганическими соединениями и образуется сероводород, который хорошо абсорбируется моно- и диэталамином при температуре 30—50 °С по реакции



При температуре 105 °С реакция идет в обратном направлении с образованием диэталамина и выделением сероводорода.

Гидроочистка протекает при температуре 300—400 °С и давлении до 10 МПа в при-

сутствии катализаторов — оксидов молибдена, кобальта и никеля.

Десульфуризация топлива на НПЗ связана со значительными капитальными затратами (примерно 3 руб/т на каждые 0,5 % снижения сернистости топлива). Однако в большинстве случаев это оказывается экономически оправданным по сравнению с другими способами, например очисткой от серы уходящих газов.

Снижение сернистости сжигаемого топлива до поступления в топку парового котла можно осуществить, подвергая его воздействию высоких температур либо с использованием окислителей (газификация), либо без них (пиролиз) с последующим улавливанием образовавшегося H₂S (см. разд. 7 кн. 2 настоящей серии). Для твердых топлив уменьшение сернистости может достигаться после его дробления за счет отделения механическим путем частиц, содержащих серный колчедан.

9.3.2. ОЧИСТКА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ОТ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Удаление слабореакционного газа, каким является SO₂, связано с необходимостью сооружения дорогостоящих очистительных устройств: стоимость установленного киловатта мощности на ТЭС при этом может возрастать на 30—40 %, а себестоимость вырабатываемой энергии — на 15—20 %.

Наибольшее распространение в мировой практике получили простейшие способы очистки дымовых газов от SO₂ с использованием известия CaO или известняка CaCO₃. Однако при этом способе обычно получается шлам в форме CaSO₃, не находящий применения в народном хозяйстве, поэтому требуется устройство шламохранилищ для его захоронения.

Более совершенная схема известняково-каталитического двухступенчатого способа улавливания SO₂ разработана НИИОГАЗ (рис. 9.13). Дымовые газы после парового котла, содержащие SO₂, после очистки от золы в мокрых золоуловителях дымососами котла при температуре 78 °С проходят две ступени очистки в абсорберах и при температуре 41 °С сбрасываются в дымовую трубу. Потеря давления дымовых газов в абсорберах составляет 4,0 кПа, степень очистки — 95 %. Образующийся CaSO₄ используется в цементной промышленности в качестве вяжущего вещества. При содержании SO₂ в дымовых газах 7 г/м³ (0,24 %) расход материальных и энергетических ресурсов на 1000 м³ очищаемого газа составляет: известняка — 0,011 кг; малеиновой кислоты — 0,0061 кг; портландцемен-

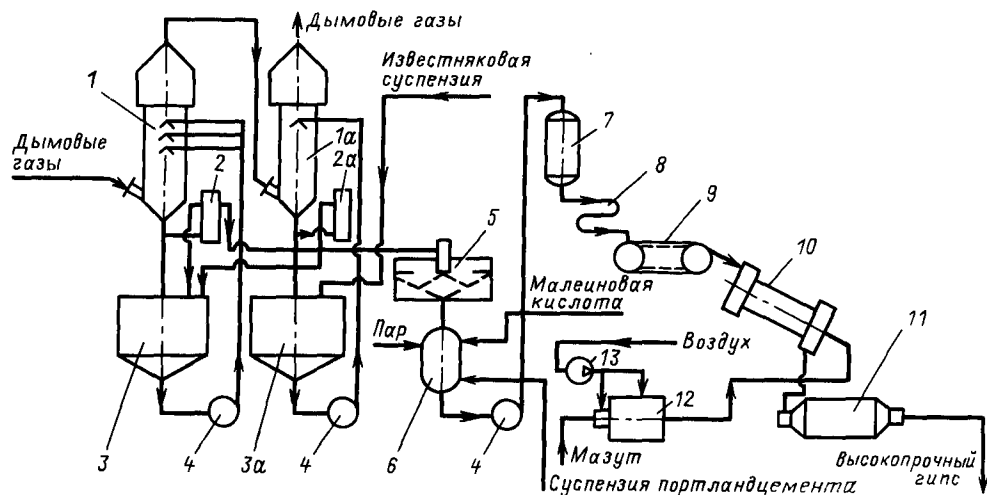


Рис. 9.13. Схема очистки дымовых газов ТЭЦ от диоксида серы известковым способом с получением гипса:

1, 1а — абсорбер 1-й и 2-й ступеней; 2, 2а — гидрозатвор 1-й и 2-й ступеней; 3, 3а — циркуляционные сборники 1-й и 2-й ступеней; 4 — перекачивающие насосы; 5 — сустиль; 6 — реактор; 7 — автоклав; 8 — холодильник; 9 — ленточный фильтр; 10 — сушилка; 11 — шаровая мельница; 12 — топка-нагреватель; 13 — воздуходувка

та — 2,03 кг; катализатора — 0,0016 кг; электроэнергии — 6,4 кВт·ч; технической воды — 0,367 м³; мазута — 0,49 кг. Себестоимость очистки 1000 м³ газа равна 1,12 руб. с учетом реализации полученного гипса.

Сульфитный и аммиачно-циклический способы очистки газов от SO₂ основаны на том, что при низких температурах (35–40 °С) происходит поглощение SO₂ раствором, а при нагревании раствора до 110–140 °С реакция идет в обратном направлении. Способы обеспечивают улавливание SO₂ на 90 % с использованием получаемой товарной серы в химической промышленности.

При сухих методах сероочистки в качестве адсорбента используют оксиды алюминия, марганца, железа, калия, активированный уголь, полукокс. Степень очистки от SO₂ по сухому способу — около 90 %. Вследствие потерь адсорбента эксплуатационные затраты при сухих способах очистки обычно оказываются выше, чем при мокрых.

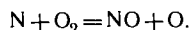
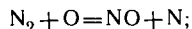
9.3.3. ПОДАВЛЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА

Оксиды азота поступают в дымовые газы в результате окисления азота воздуха при высоких температурах, а также азота, содержащегося в топливе:

$$C_{\text{NO}} = C_{\text{NO}}^{\text{a}} + C_{\text{NO}}^{\text{т}}$$

где C_{NO}^{a} , $C_{\text{NO}}^{\text{т}}$ — концентрации в газах NO, образовавшегося соответственно за счет азота воздуха и азота топлива.

Образование оксида азота из воздуха определяется температурным уровнем в ядре топочной камеры, вследствие чего он получил название «термического». При высоких температурах в топке происходит диссоциация некоторой части молекул кислорода и затем атомарный кислород вступает в реакцию с азотом воздуха, а образовавшийся атомарный азот — в реакцию с молекулой кислорода:



В топочной камере образуется в основном оксид NO, а диоксид NO₂, по которому ведут расчет, получается за счет доокисления оксида в атмосфере.

Частичное подавление образования термических оксидов азота осуществляется организацией топочного процесса при возможно более низкой температуре в зоне горения и малом избытке воздуха.

Наименьшее образование NO при сжигании газа и мазута наблюдается при низких избытках воздуха (табл. 9.13).

Одним из способов подавления образования NO является *рециркуляция дымовых газов*.

На рис. 9.14, а приведена расчетная за-

Таблица 9.13. Зависимость коэффициента β_1 в формуле (9.4) от коэффициента избытка воздуха на выходе топки α''

α''	Вид топлива	
	Газ	Мазут
$> 1,05$	0,9	1,0
$1,03-1,05$	0,8	0,9
$< 1,03$	0,7	0,75

Зависимость коэффициента β_2 , вводимого в формулу (9.4) для расчета выбросов оксидов азота, от доли рециркуляции r и способа подачи газов в топку. Введение рециркуляции связано с дополнительными капитальными затратами и повышенным расходом энергии на собственные нужды. На частичных нагрузках парового котла необходимость в рециркуляции отпадает. Хорошие результаты дает *двухстадийное сжигание*, при котором в нижние ярусы горелок подается с топливом неполное количество воздуха, в связи с чем в этой части топки происходит неполное горение с частичной газификацией топлива при пониженной температуре. Остальное количество воздуха подается выше основных горелок. Зависимость β_3 в формуле (9.4) от доли воздуха δ , %, подаваемого помимо основных горелок, приведена на графике на рис. 9.14, б.

Образование термических оксидов азота в большой степени зависит от типа применяемых горелок. Для вихревых горелок $\beta_4=1$, для прямоточных $\beta_4=0,85$. Коэффициент β_5 учитывает вид шлакоудаления; при жидком шлакоудалении $\beta_5=1,4$, во всех остальных случаях $\beta_5=1$.

Значительный эффект снижения оксидов азота удастся получить за счет *ввода воды* в зону горения. Так, при замене парового распыла мазута водяным по схеме МЭИ на паровом котле с встречным расположением горелок удалось при 10 %-ной добавке воды от массового расхода мазута получить $\beta_6=0,6$, для других типов топочных устройств (циклонных топок, топок с подовыми горелками) эффект оказывается несколько меньшим ($\beta_6=0,7-0,8$). Снижение КПД парового котла за счет увеличения потерь с уходящими газами не превышает 1 %. Это мероприятие удобно использовать в моменты повышения концентраций оксидов азота в воздухе на уровне дыхания при неблагоприятных метеословиях.

Выбор наиболее эффективных способов подавления образования оксидов азота или их комбинаций должен выполняться с учетом

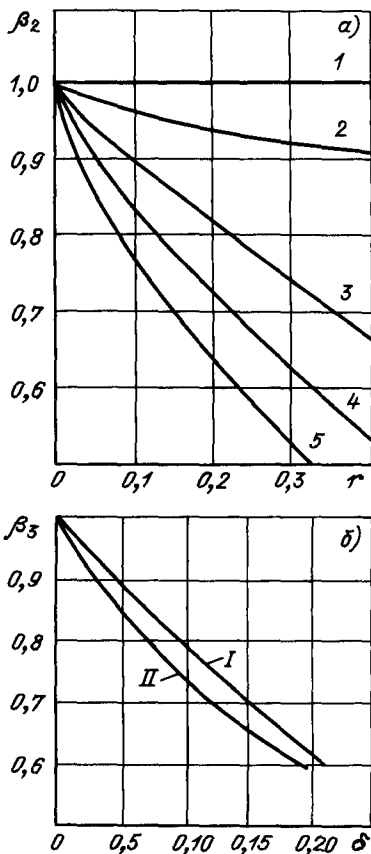


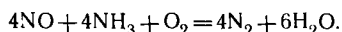
Рис. 9.14. Подавление образования оксида азота:

а — влияние степени рециркуляции газов r и способа его подачи на коэффициент β_2 ; 1 — подача газов через холодную воронку; 2 — то же через подовые боковые шлицы; 3 — то же через шлицы под горелками; 4 — то же через горелки вторичного воздуха; 5 — подача газов через горелки со всем воздухом; б — влияние доли воздуха, подаваемого помимо основных горелок, на коэффициент β_3 ; I — топливо — природный газ; II — топливо — мазут

местных условий на основании технико-экономических расчетов.

9.3.4. ОЧИСТКА УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ОТ ОКСИДОВ АЗОТА

Наиболее отработано в промышленном масштабе *селективное каталитическое восстановление* NO_x с помощью аммиака, вводимого в дымовые газы, по реакции



Каталитический реактор, в котором протекает эта реакция, устанавливается обычно

между экономайзером и воздухоподогревателем, т. е. в зоне температур дымовых газов 320—380 °С. Расход аммиака по отношению к оксидам азота принимается с полуторным избытком. Степень очистки от NO_x невысока и лежит в пределах 50—80 %. В процессе эксплуатации выявился ряд трудностей (разрушение катализатора и др.).

К числу новейших способов очистки временно от оксидов азота и серы относится *радиационно-химический*, основанный на облучении молекул дымовых газов электроионами с образованием ионов, свободных атомов, вторичных электронов. Диоксиды серы и азота доокисляются и с водяными парами образуют пары серной и азотной кислот, которые конденсируются в аэрозоли и улавливаются в электрофильтрах. При добавлении аммиака в облучаемый газ эффективность очистки газов от NO и SO_2 повышается. Степень улавливания NO ожидается на уровне 80—90 %, а SO_2 — 90 %.

9.4. ГАЗООЧИСТКА НА АЭС

Загрязнение воздуха радиоактивными веществами в процессе нормальной эксплуатации АЭС может происходить за счет твердых

или газообразных продуктов деления ядер горючего материала. Наибольшую вероятность попадания в воздух имеют газообразные осколки — инертные газы (ксенон, криптон и др.), а также радиоактивный йод. Наведенную активность могут получить также находящиеся в воздухе пыль и аргон. Загрязнения воздуха также происходят при нарушении плотности оболочек твэлов. На АЭС имеют место газообразные технологические сдвиги, причем в некоторые периоды (например, периоды перегрузок) возникает повышенная газовая активность, требующая специальной дезактивации газообразных выбросов.

Нормальные метеорологические и санитарные условия в помещениях, где расположены ядерные реакторы, создаются общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией и местной вытяжной системой (см. разд. 6 кн. 2 настоящей серии) от оборудования. Удаляемый из помещения реактора воздух очищается аэрозольными фильтрами ФП, а из надреакторного пространства — фильтрами-поглотителями (ФПП). Чтобы уменьшить активность инертных газов, выбрасываемых в атмосферу, их выдерживают в течение нескольких часов в специальных емкостях-газгольдерах с целью распада и образования новых радиоактивных аэрозолей с меньшей

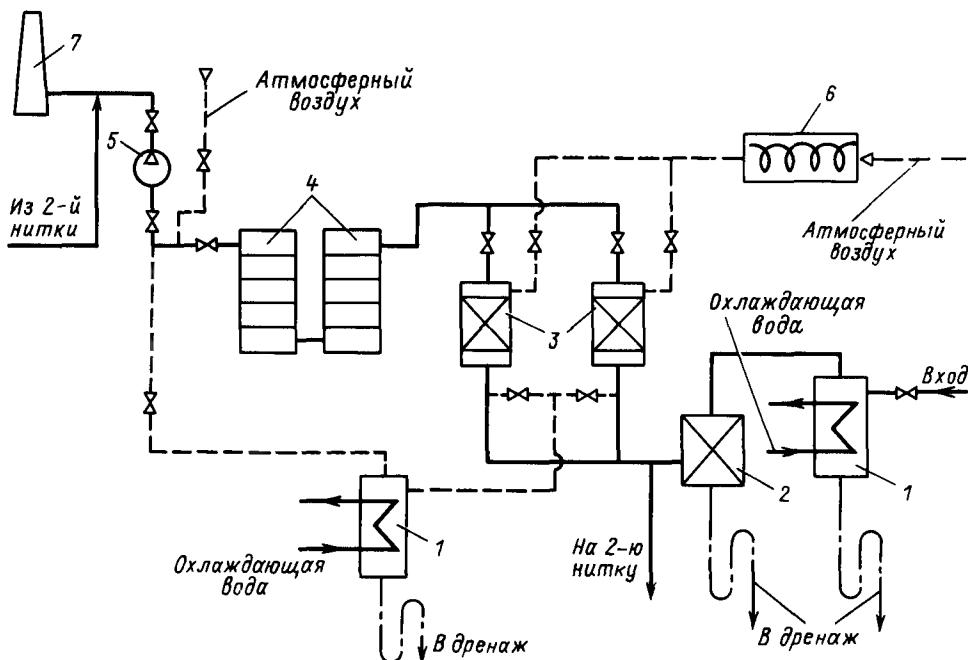


Рис. 9.15. Схема очистки газообразных отходов АЭС радиохроматографическим методом: 1 — охладитель газа; 2 — аэрозольный фильтр; 3 — цеолитовые колонны; 4 — фильтры-адсорберы; 5 — газодувка; 6 — нагреватель воздуха; 7 — вентиляционная труба

Таблица 9.14. Характеристика фильтровальных тканей ФПП и ФПА

Марка ткани	Толщина, мм	Степень проскока, %
ФПП-15-1,5	0,2	0,100
ФПП-15-3,0	0,4	0,010
ФПП-15-4,5	0,6	0,005
ФПП-15-6,0	0,8	0,005
ФПП-25-3,0	0,4	0,010
ФПП-25-6,0	0,8	0,005
ФПА-15-4,0	0,6	0,050
ФПА-15-6,0	0,8	0,005

Примечания: 1. Первая цифра марки ткани — диаметр волокон в микрометрах, увеличенный в 10 раз, вторая цифра — сопротивление, кг/м².

2. Степень проскока p получена при испытаниях на масляном тумане при скорости 0,01 м/с.

активностью, которые могут улавливаться фильтрами. Вместо газгольдеров могут применяться адсорберы, где наряду с выдержкой происходит адсорбция газа. Для очистки газов от радиоактивных загрязнений на АЭС с реакторами ВВЭР получила применение *радиоохроматографическая система* (рис. 9.15).

Система газоочистки АЭС с ВВЭР имеет три параллельные нитки: одна рассчитана на непрерывную работу в нормальном режиме при малом расходе газа, другая принимает на себя газ в случае повышенного газовыделения, третья нитка может находиться в ремонте или резерве.

Для очистки воздуха от аэрозолей используются, как правило, тканевые фильтры. Наибольшее применение для тонкой очистки получили фильтры из ткани ФПП (или полихлорвинила на марлевой подложке) и ФПА (из ацетилцеллюлозы) (табл. 9.14). Ткань ФПП гидрофобна и может применяться при температурах до 60 °С; ткань ФПА гидрофильна и используется до температур 150 °С при влажности не более 80 %.

9.5. РАССЕИВАНИЕ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРЕ

Для обеспечения концентрации токсичных веществ на уровне дыхания, соответствующей значениям, приведенным в табл. 9.2, требуется уменьшение концентрации этих веществ, содержащихся в отходящих газах, на четыре порядка (примерно в 10 тыс. раз). Такую степень очистки дымовых газов по оксидам серы нельзя обеспечить ни одним известным способом. Поэтому природоохранные меропри-

ятия в отношении уменьшения концентраций токсичных веществ включают две обязательные стадии — очистку в возможных пределах дымовых газов в газоочистных устройствах и последующее рассеивание остаточных вредных через дымовые трубы за счет турбулентной диффузии в атмосфере.

Минимально допустимая высота трубы H , м, при которой обеспечивается необходимое рассеивание вредных веществ для получения регламентированных ПДК при нескольких трубах одинаковой высоты и наличии фоновой загазованности C_f от других источников такой же вредности, рассчитывается по формуле [10]

$$H = \sqrt{\frac{AMFm\eta}{\text{ПДК} - C_f}} \sqrt[3]{\frac{N}{VAT}}, \quad (9.26)$$

где A — коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и при соответствующих неблагоприятных метеорологических условиях, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимаемый равным:

для районов Средней Азии южнее 40° северной широты, Бурятской АССР и Читинской области — 250;

для европейской территории СССР: для районов РСФСР южнее 50° северной широты и для остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии; для азиатской территории СССР: для Казахстана, Дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии — 200;

для европейской территории СССР и Урала от 50 до 52° северной широты (за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов и Украины) — 180;

для европейской территории СССР и Урала севернее 52° северной широты (за исключением Центра ЕТС), а также для Украины — 160 (для расположенных на Украине источников высотой менее 200 м в зоне от 50 до 52° северной широты — 180, а южнее 50° северной широты — 200);

для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей — 140;

M — суммарный расход вредного вещества на ТЭС, выбрасываемого в атмосферу, г/с. Для оксидов серы и азота суммируют выбросы по выражению

$$M = M_{\text{SO}_2} + 5,88 M_{\text{NO}_2},$$

где коэффициент 5,88 получен из соотношения $\text{ПДК}_{\text{SO}_2} / \text{ПДК}_{\text{NO}_2}$ по табл. 9.2. Для расчетов по золе принимается $M = M_z$; F — безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осе-

дания вредных веществ в атмосферном воздухе; для газообразных примесей $F=1$, для пыли при степени улавливания более 90 % $F=2$, менее 90 % $F=2,5$; m и n — безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья выброса. Коэффициент m определяется в зависимости от параметра

$$f = 10^3 \omega_0^2 D_0 / (H^2 \Delta T)$$

по формуле

$$m = (0,67 + 0,1 \sqrt{f} + 0,34 \sqrt[3]{f})^{-1};$$

безразмерный коэффициент n для дымовых труб ТЭС принимается равным 1; N — число дымовых труб одинаковой высоты; D_0 — диаметр устья дымовой трубы, м; ΔT — разность между температурой выбрасываемых газов T и средней температурой воздуха T_a , °C, под которой понимается средняя температура самого жаркого месяца в 14 ч по летнему времени; V — объем удаляемых дымовых газов суммарно из всех труб ТЭС, м³/с; η — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности; в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta = 1$.

Для обеспечения установленных ПДК (табл. 9.1) для каждого предприятия в соответствии с ГОСТ [9, 3] определяется норма общего предельно допустимого выброса вредных веществ, г/с,

$$\text{ПДВ} = \frac{(\text{ПДК} - C_{\phi}) H^2}{A F m n} \sqrt[3]{\frac{V \Delta T}{N}}. \quad (9.27)$$

Определенные по выражениям (9.1) — (9.4) с учетом суммирования фактические выбросы M должны быть менее ПДВ. Если по объективным причинам в настоящее время на действующем предприятии значения ПДВ не могут быть достигнуты, устанавливаются временно согласованные выбросы вредных веществ (ВСВ) с последующим поэтапным их доведением до ПДВ.

Скорость в устье дымовой трубы ω_0 выбирается на основании технико-экономических расчетов и обычно в зависимости от высоты трубы находится в следующих пределах:

Высота трубы H , м	120	150	180
Скорость газов на выходе, м/с . . .	15—25	20—30	25—35

Продолжение

Высота трубы H , м	250	320
Скорость газов на выходе, м/с . . .	30—40	35—45

Диаметр устья трубы

$$D_0 = 1,13 V / \sqrt{N \omega_0}.$$

Высота дымовых труб H выбирается с шагом в 30 м: 120, 150, 180, 210, 240, 300, 330, 360, 390, 420, 450 м. Внутренние диаметры устья дымовых труб D_0 имеют следующие значения: 6,0; 7,2; 8,4; 9,6; 10,8; 12,0; 13,8 м.

9.6. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА

9.6.1. ЗАДАЧИ ОРГАНИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА

Контроль состояния воздушного бассейна включает в себя следующие элементы: контроль выбросов в атмосферу на предприятии с уходящими газами и через вентиляционные системы, контроль состояния воздушного бассейна на уровне дыхания на территории вокруг предприятия и проведение метеорологических измерений состояния атмосферы.

Содержание вредных компонентов следует измерять в уходящих газах за каждым агрегатом в отдельности. Желательно также проводить соответствующие измерения в дымовых или вентиляционных трубах после смешивания различных газовых (воздушных) потоков. Для расчета выбросов необходимо также измерять температуру и расход газов (последний может оцениваться также путем расчета по расходу топлива или пара).

Концентрация вредных примесей в атмосфере на уровне дыхания измеряют периодически в различных точках территории. Наиболее совершенным методом оценки состояния атмосферы в отношении запыленности и загазованности является создание постоянно действующих систем в городах вокруг крупных объектов — потенциальных источников выбросов, таких как ТЭС, металлургические комбинаты и др.

В настоящее время в ряде крупных индустриальных центрах и промышленных районах различных стран действуют автоматизированные системы контроля загрязнения воздуха (АСК ЗВ), представляющие собой совокупность контрольно-измерительных станций, оснащенных датчиками и контрольной аппаратурой, каналов связи и информационного центра, где производится сбор и обработка данных об уровне загазованности воздуха контролируемого района [3].

Общая структурная система контроля загазованности атмосферы выбросами ГРЭС, расположенной вдали от других источников выброса, приведена на рис. 9.16.

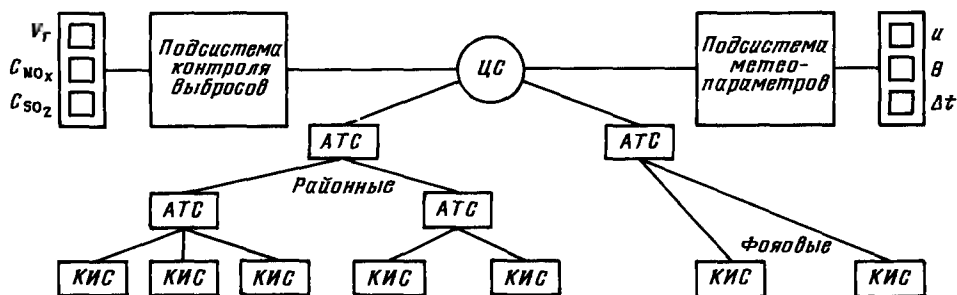


Рис. 9.16. Общая структурная схема АСК ЗВ:

ЦС — центральная станция системы; АТС — автоматическая телефонная станция; КИС — контрольно-измерительная станция

9.6.2. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В УХОДЯЩИХ ГАЗАХ И АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ

Контроль вредных выбросов предусматривает измерение концентраций вредных веществ, скорости и температуры дымовых газов.

Система контроля вредных выбросов ТЭС должна включать в себя зонды, транспортные магистрали с осушением, охлаждением и обеспыливанием выбросов, приборы для анализа концентраций вредных веществ, сред-

ства измерения скорости и температуры дымовых газов.

В качестве средств контроля выбросов используют автоматические анализаторы (типа ГХЛ-201, АИД-210, ГИАМ), хроматограф типа «Газохром-3101», переносные приборы «Эвдиометр». Прибор ГХЛ-201 измеряет концентрацию NO по его реакции с озоном. Излучаемую энергию измеряют с помощью фотумножителя, выходной сигнал которого усиливается и подается на регистрирующее устройство. Интенсивность излучения пропорциональна количеству NO в пробе газа. Пределы

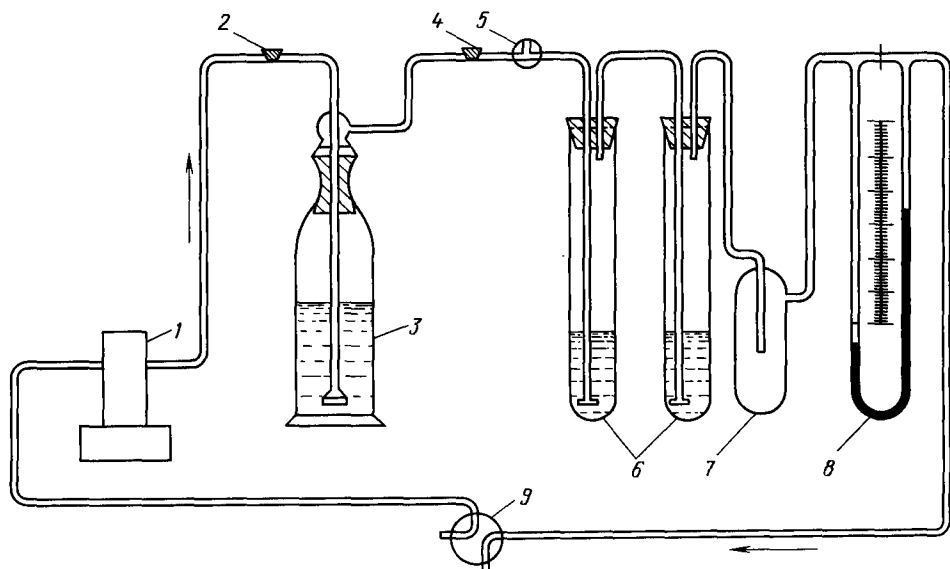


Рис. 9.17. Принципиальная схема прибора «Эвдиометр-1» для определения концентрации оксидов азота в дымовых газах:

1 — микрокомпрессор; 2, 4 — дозаторы; 3 — окислительный сосуд; 5 — трехходовой кран; 6 — поглощательные сосуды; 7 — ловушка; 8 — реометр; 9 — четырехходовой кран

измерения ГХЛ-201 0—1,85 г/м³ при погрешности $\pm 15\%$. Газоанализатор комплектуется устройством пробоотбора и пробоподготовки УПГ — NO. Наименьшую погрешность измерения (в пределах $\pm 5\%$) имеет прибор «Эвдиометр-1» (рис. 9.17). Принцип действия прибора колориметрический, основанный на поглощении индикаторным реактивом диоксида азота с последующими измерениями интенсивности его окраски. В качестве индикаторного реактива используется реактив Грисса — Илосвая [12], состоящий из сульфоаниловой кислоты и 1-нафтиламина в разбавленной уксусной кислоте. Особенностью прибора является применение газа-носителя и периодический ввод пробы анализируемого газа в поток. Время анализа составляет 10 мин.

Для измерения концентрации оксидов серы используют прибор «Эвдиометр-2», основанный на нодометрическом методе. В поглотитель Рыхтера заливается определенное количество раствора иода, и исследуемый газ проходит через прибор до полного исчезновения окраски раствора. В зависимости от количества прошедшего газа определяется концентрация в нем SO₂ с точностью $\pm 10\%$.

Для определения содержания SO₂ в атмосфере используют газоанализатор ГКП-1. Принцип действия газоанализатора ГКП-1 кулонометрический и основан на поглощении SO₂ раствором иода в серной кислоте и последующем электроокислении образующихся иодид-ионов на измерительных электродах. Пределы измерения 0—10 мг/м³. В качестве переносного прибора на базе той же кулонометрической ячейки для определения концентрации SO₂ используют газоанализатор «Атмосфера-1».

Для определения CO используют оптико-акустический газоанализатор ГКМ-3 непрерывного действия. Принцип действия основан на поглощении монооксидом углерода инфракрасного излучения. Диапазон измерения 0—400 мг/м³.

9.7. ШУМОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЭС НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

В Законе об охране атмосферного воздуха [9] шумовое воздействие рассматривается как один из компонентов, загрязняющих окружающую среду.

Энергетическое оборудование является, как правило, источником значительного шума [5]. Однако основные источники шума — такие как паровые котлы, турбины, генераторы, РОУ — расположены внутри помещения главного корпуса ТЭС, вследствие чего обычно не

оказывают значительного влияния на прилегающую к ТЭС территорию. От оборудования, расположенного вне главного корпуса, шум может распространяться за пределы территории ТЭС. Это обстоятельство имеет наибольшее значение для ТЭЦ, которые располагаются обычно в городском массиве, и их влияние на район жилой застройки может оказаться существенным.

Воздействие звука характеризуется двумя параметрами — уровнем звукового давления L (УЗД), измеряемого в децибелах (дБ), и частотой f , Гц. Вместо УЗД по каждой частоте используют также обобщающую характеристику — уровень звука (УЗ) по шкале дБА. В табл. 9.15 приведены предельные значения уровня звукового давления и эквивалентные уровни звука на территории жилой застройки.

При расчетах распространения звука используют понятие *уровень звуковой мощности* (УЗМ), дБ, связанный с УЗД соотношением

$$L_p = L + 10 \lg S,$$

где S — площадь замкнутой поверхности вокруг источника, м².

Источником постоянного шума, оказывающего существенное воздействие на окружающий район, являются тягодутьевые машины, газораспределительные пункты, трансформаторы, градирни. Сильными временными источниками являются сбросы продувки пара в атмосферу.

Уровень звукового давления, дБ, для паровой струи на расстоянии 1 м

$$L = 17 \lg G + 50 \lg T - 5,$$

где G — расход пара, т/ч; T — температура пара, К.

Уровень звукового давления на расстоянии $r = 15$ м

$$L_{15} = L - 32,5,$$

на расстоянии более 15 м

$$L = L_{15} - 20 \lg r / 15 - \Delta L_a,$$

где ΔL_a — поглощение звука в атмосфере; r — расстояние. Для уменьшения шума сбросов пара могут применяться глушители шума конструкции ЮжВТИ (рис. 9.18, а). Для них УЗ на селитебной территории (жилой застройки) снижается примерно на 30 дБА, УЗД — на 15—35 дБ.

Уровень звуковой мощности для тягодутьевых машин

$$L_p = \bar{L} + 10 \lg V + 25 \lg p,$$

где $\bar{L}$ — критерий шумности: для радиальных машин 20—25, осевых 25—30 дБ; V — расход

Таблица 9.15. Допустимые уровни шума, дБ

Зона	Среднегеометрические частоты, Гц								Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Территория жилой застройки	67	57	49	44	40	37	35	33	45

газов, $\text{м}^3/\text{с}$; p — развиваемое давление, Па. При работе n одинаковых машин

$$L_p = L_{p1} + 10 \lg n,$$

где L_{p1} — УЗМ одной машины.

На окружающий район влияет шум в месте забора воздуха из атмосферы или на выходе из дымовой трубы. Уровень звуковой мощности на выходе из дымовой трубы

$$L_{p \text{ тр}} = L_p - \Delta L_{г. \tau},$$

где $\Delta L_{г. \tau}$ — потери мощности в газовом тракте, определяемые по формуле

$$\Delta L_{г. \tau} = 4,34 \alpha l / D_r,$$

где α — коэффициент звукопоглощения; для металлических газоходов и дымовых труб $\alpha = 0,04$, для футерованных кирпичом $\alpha = 0,35$; l — длина газохода (трубы), м; D_r — гидравлический диаметр, м. Потери мощности звука от поворота на 90° составляют в среднем 3 дБ.

Уровень звукового давления на территории вокруг ТЭС, дБ, на расстоянии r , м,

$$L = L_{p \text{ тр}} - 10 \lg 4\pi r^2 - \Delta r / 1000,$$

где Δ — затухание звука в воздушной среде. При $f = 1 \text{ кГц}$ $\Delta = 6 \text{ дБ/км}$. Значение L должно быть не более допустимого для той или иной точки, в противном случае необходимо устанавливать шумоглушитель, снижающий уровень звукового давления на величину

$$\Delta L = L - L_{\text{д}}.$$

Для газоходов больших сечений наиболее эффективны пластинчатые глушители (рис. 9.18, б).

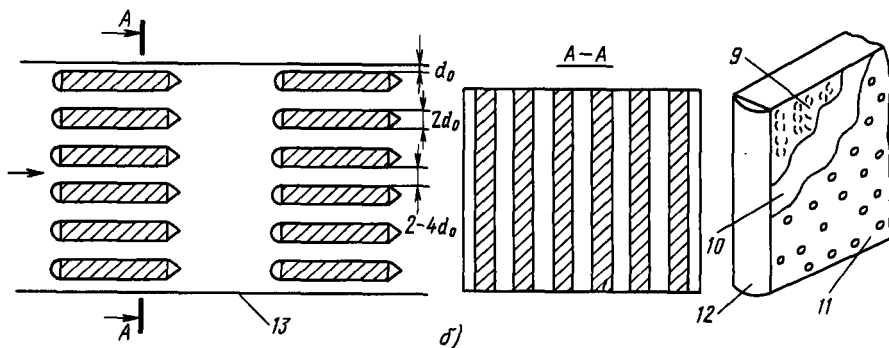
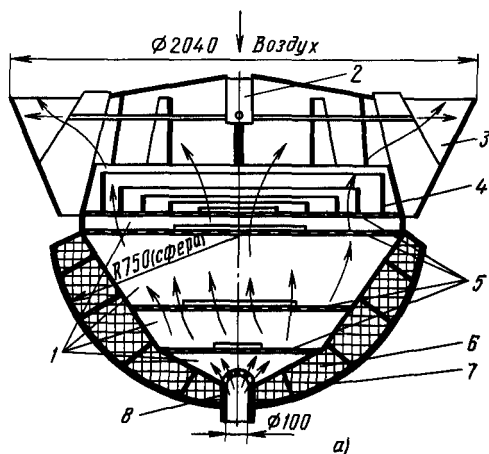


Рис. 9.18. Глушители шума:

а — глушитель шума на линиях продувки пароперегревателей конструкции ЮЗВТИ; б — пластинчатый глушитель во внешнем газоходе парового котла; 1 — расширительные камеры глушения; 2 — эжекционный трубопровод; 3 — экран; 4 — концентрические перегородки; 5 — перфорированные перегородки; 6 — звукоизоляционная обшивка; 7 — корпус; 8 — паропровод продувки пароперегревателя; 9 — звукопоглощающий материал; 10 — стеклоткань; 11 — металлический перфорированный лист; 12 — обтекатель; 13 — газосход

9.8. ЗАГРЯЗНЕНИЕ ВОДНЫХ БАСЕЙНОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ СТОЧНЫМИ ВОДАМИ

В основе советского законодательства в области санитарной охраны водоемов лежат «Правила охраны поверхностных водоемов от загрязнений сточными водами». Основным критерием при решении вопроса о допустимости отведения сточных вод в водоемы, а также об отнесении конкретного водного бассейна или его участка к нуждающимся в первоочередной защите является качество его воды по степени загрязненности, которое может создаваться ниже по течению от места поступления сточных вод у ближайшего пункта водопотребления. Допустимый экологический сдвиг характеризуется пределом, ниже которого загрязнение столь незначительно, что оно не оказывает влияния на соответствующие виды водопользования.

Концентрация поступающих в водоем веществ изменяется вследствие разбавления стоков, а также действия различных процессов. Консервативными называются вещества, концентрация которых изменяется только разбавлением, неконсервативными — вещества, концентрация которых изменяется вследствие химических, физико-химических и биологических процессов взаимодействия, выделения, превращения и деструкции этих веществ.

Процессами самоочищения называются процессы, изменяющие характер веществ, поступающих в водоем. Обезвреживающую способность водоема характеризует совокупность разбавления и самоочищения.

Качество воды водного бассейна достигает границы экологического сдвига, если содержание загрязняющих веществ в ней равно одной дозе. Для индивидуальных загрязнений эта доза соответствует ПДК данного вещества. Для нескольких веществ одного лимитирующего показателя вредности (ЛПВ) одна доза соответствует

$$\sum_{z=1}^m C_z / \text{ПДК}_z = 1,$$

где C_z — концентрация загрязнения веществом z в воде водоема; ПДК — предельно допустимая концентрация загрязнения z ; m — количество веществ одинакового ЛПВ — как содержащихся в воде водного бассейна, так и поступающих со сточной водой [9].

Допустимая концентрация (ДК) любого вещества данной группы вредности в максимально загрязненной струе контрольного пун-

кта не должна превышать

$$\text{ДК}_i = \text{ПДК}_i \left(1 - \sum_{z=1}^{m-1} \frac{C_{z-1}}{\text{ПДК}_{z-1}} \right).$$

Приближение ДК_i к нулю может быть обеспечено лишь очень глубокой очисткой от i -го компонента сбрасываемых стоков.

Основными характеристиками водных бассейнов, служащих приемниками сточных вод и подлежащих контролю, являются концентрации взвешенных токсичных консервативных и неконсервативных веществ, реакция среды pH и температура t .

Концентрация взвешенных консервативных токсичных загрязнений в максимально загрязненной струе расчетного пункта водоема

$$C_m = C_e + \sum_{i=1}^m \frac{C_{\text{ст}i} - C_e}{n_i} + \sum_{k=1}^z \frac{C_{\text{ст}k} - C_e}{n_k}, \quad (9.28)$$

где C_e — концентрация расчетных веществ в воде водоема выше первого по течению выпуска сточных вод; $C_{\text{ст}i}$ — концентрация расчетных веществ в стоках, поступающих через все выпуски, расположенные у примыкающего к максимально загрязненной струе берега; $C_{\text{ст}k}$ — то же для противоположного берега; i — число выпусков, образующих у расчетного берега максимально загрязненную струю; k — число выпусков, расположенных на противоположном берегу и образующих у расчетного берега минимально загрязненную струю; n_i — разбавление сточных вод в максимально загрязненной струе на расстоянии i от соответствующего выпуска до рассчитываемого створа; n_k — то же в минимально загрязненной струе.

В соответствии с санитарными правилами [12] C_m взвешенных частиц в расчетном пункте не должно превышать для водоемов 1-й категории — 0,25, 2-й категории — 0,75 мг/л. При расчете концентрации взвешенных веществ по (9.28) принимают, что она изменяется только вследствие разбавления. Выпадение взвешенных веществ в осадок этой формулой не учитывается, поскольку его не должно быть, так как при сбросе сточных вод в реки крупность содержащихся в них взвешенных веществ, характеризующихся скоростью оседания v_0 , не должна превышать 0,4 мм/с, а при сбросе в водохранилища и озера — 0,2 мм/с.

Санитарное благополучие в расчетном

Таблица 9.16. Предельно допустимые концентрации (ПДК) основных сбрасываемых со сточными водами ТЭС вредных веществ в воде водоемов [19]

Загрязняющее вещество	В воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования		В воде водных объектов, используемых для рыбохозяйственных целей	
	ПДК, мг/л	Лимитирующий показатель вредности	ПДК, мг/л	Лимитирующий показатель вредности
Ванадий V^{5+}	0,1	Санитарно-токсикологический	—	—
Гидразин	0,01	То же	—	—
Мышьяк As^{3+}	0,05	» »	0,05	Токсикологический
Никель Ni^{2+}	0,1	» »	0,01	То же
Ртуть Hg^{2+}	0,005	» »	—	—
Уротропин	0,5	» »	—	—
Фтор F	1,5	» »	—	—
Цианиды	0,1	» »	0,5	Токсикологический
Аммиак (по азоту)	2,0	Общесанитарный	0,05	То же
Цинк Zn^{2+}	1,0	То же	0,01	» »
Хлор активный	Отсутствие	» »	Отсутствие	» »
Железо Fe^{3+}	0,5	Органолептический	—	—
Каптакс	Отсутствие	То же	—	—
Малиновая кислота	1,0	» »	—	—
Медь Cu^{2+}	1,0	» »	0,01	Токсикологический
Нефть многосернистая	0,1	» »	—	—
Нефть прочая	0,3	» »	0,05	Рыбохозяйственный
Хром Cr^{6+}	0,1	» »	—	—
Поверхностно-активные вещества	0,5	» »	0,2	Токсикологический
Флотореагент ОП-7	0,4	» »	0,3	То же
Флокулянт полиакриламид	2,0	Санитарно-токсикологический	—	—
Магний Mg^{2+}	—	—	50,0	Токсикологический

в пункте водного бассейна будет обеспечиваться при соблюдении условия

$$C_m \leq DK.$$

При $C_m > DK$ выявляется удельное значение каждого источника сбрасываемых стоков в суммарном загрязнении расчетного участка водоема и принимаются технические и экономические обоснованные меры по снижению концентрации расчетного вещества в сбрасываемых стоках ($C_{ст i}$ и $C_{ст k}$) или по снижению концентрации других загрязняющих веществ одинакового ЛПВ с расчетным загрязнением (C_{z-1}).

Расчетные методы установления условий допустимости сброса со сточными водами промышленных предприятий любых загрязнений опираются на ПДК вредных веществ в воде водоемов (табл. 9.16) и на представление о гидрогеологических и гидродинамических закономерностях, позволяющих использовать

основное уравнение разбавления сточных вод в водоемах. Возможность учета процессов самоочищения (биологического, биохимического, химического и др.) допускается лишь в ограниченных случаях, предусмотренных п. 10 Правил [17].

Расчетная формула разбавления в водоеме в общем виде

$$vC_{ст} + vVC_p = (v + vV) C_{п. вод.} \quad (9.29)$$

где v — расход проектируемых к спуску сточных вод; V — расчетный расход воды реки, участвующей в смешении; v — коэффициент, указывающий на степень полноты смешения и разбавления сточных вод в водоеме ($v = 0 \div 1$); $C_{ст}$ и C_p — концентрации загрязнения одинакового вида соответственно в сточных водах и в реке до места спуска сточных вод; $C_{п. вод.}$ — концентрация перед расчетным пунктом водопользования.

Если допустить, что $C_{п. вод.}$, т. е. концен-

Таблица 9.17. Константа диссоциации угольной кислоты по первой ступени K_1 при разных температурах

Показатель	Значение при температуре воды, °C				
	0	10	20	25	30
K_1 pK_1	$2,61 \cdot 10^{-7}$ 6,58	$3,34 \cdot 10^{-7}$ 6,48	$4,05 \cdot 10^{-7}$ 6,39	$4,31 \cdot 10^{-7}$ 6,37	$4,52 \cdot 10^{-7}$ 6,34

трация у первого пункта водопользования, соответствует ПДК загрязнения, то из (9.29) следует

$$C_{ст} \leq C_{ст. пр} = \frac{vV}{v} (ПДК - C_p) + ПДК;$$

здесь $C_{ст. пр}$ — максимальная (предельная) концентрация, которая может быть допущена в сточных водах, или тот уровень очистки сточных вод, при котором после их смешения с водой водоема у первого (расчетного) пункта водопользования степень загрязнения не должна превышать установленного предела — ПДК. Значение $C_{ст. пр}$ кладется в основу проектирования мероприятий по уменьшению загрязнения с целью достижения условий отведения сточных вод, соответствующих санитарным требованиям.

Согласно действующему в СССР водно-санитарному законодательству [10] летняя температура воды в результате спуска сточных вод не должна повышаться более чем на $\Delta t_{доп} = 3^\circ \text{C}$ по сравнению со среднемесячной температурой воды самого жаркого месяца года за последние 10 лет — t_m .

Допустимая температура сточных вод $t_{ст}$ при предупредительном санитарном надзоре определяется по уравнению разбавления

$$t_{ст} = t_m + \Delta t_{доп} (1 + vV/v).$$

Среди сточных вод электростанций значительную роль играют кислые и щелочные стоки от регенерации ионообменных фильтров. Даже при условии их предварительного усреднения результирующее значение pH может выходить за пределы допускаемого диапазона. Определенное влияние на реакцию среды имеет качество воды самого водоема, главным образом концентрации в ней свободного диоксида углерода, бикарбонатов и карбонатов:

$$pH = pK_1 + \lg B - \lg (C/44),$$

где pK_1 — отрицательный логарифм константы диссоциации угольной кислоты (табл. 9.17); B — бикарбонатная щелочность воды, выраженная в миллилитрах нормальной кислоты; $C/44$ — концентрация свободного диоксида углерода, ммоль. Данное уравнение

может быть использовано для расчета допустимого поступления в водоем кислот и щелочей, содержащихся в сточных водах.

При поступлении в водоем стока с концентрацией кислоты C_k , снижающейся вследствие разбавления до X_k , результирующее значение pH находится из уравнения

$$pH_1 = pK_1 + \lg (B - X_k) - \lg (C/44 + X_k). \quad (9.30)$$

При поступлении в водоем щелочи ($C_{щ}$ — концентрация в стоке, $X_{щ}$ — концентрация после разбавления в водоеме) значение pH изменится в другую сторону:

$$pH_2 = pK_1 + \lg (B + X_{щ}) - \lg (C/44 - X_{щ}). \quad (9.31)$$

Одним из основных требований к сбросу сточных вод, содержащих кислоты, является поддержание у пункта водопользования водоема pH не ниже 6,5, а при сбрасывании щелочных вод — не выше 8,5. Решение при этих условиях уравнений (9.30) и (9.31) относительно X_k , $X_{щ}$ даст значения предельно допустимых концентраций в водоеме для сбрасываемых кислоты и щелочи:

$$X_{к. пред} = 0,5B - 0,01C;$$

$$X_{щ. пред} = 0,02C - 0,01B.$$

В уравнениях учитываются природные свойства воды водоема (pH, бикарбонатная щелочность) и допускается использование резервного (карбонатного) фона воды, пока значение pH не выходит за пределы диапазона, допускаемого Правилами [10].

Используя уравнение разбавления, определяют максимально допустимые концентрации кислоты и щелочи в сточных водах:

$$C_{к. доп} = (1 + vV/v) X_{к. пред};$$

$$C_{щ. доп} = (1 + vV/v) X_{щ. пред}.$$

Если реальная концентрация стока превышает расчетную, сточные воды подлежат предварительной нейтрализации перед спуском в водоем.

9.9. СТОЧНЫЕ ВОДЫ ТЭС И МЕТОДЫ ИХ ОЧИСТКИ

9.9.1. ВОДА, ОХЛАЖДАЮЩАЯ КОНДЕНСАТОРЫ

Около 10 % всех промышленных сточных вод сбрасывается электростанциями. В табл. 9.18 приведена характеристика основных стоков ТЭС мощностью 1500 МВт.

Количество охлаждающей конденсаторы воды превышает количество конденсирующего пара примерно в 40—70 раз. Температура охлаждающей воды при этом повышается по крайней мере на 8—10 °С, т. е. при ее сбросе имеет место так называемое тепловое загрязнение водоемов.

В настоящее время еще нет четких и единых технических и экологических решений полезного использования теплоты сбросов, в связи с чем на большинстве электростанций создаются оборотные системы охлаждения конденсаторов турбин.

Степень концентрирования растворенных

Таблица 9.19. Зависимость количества добавочной воды от степени концентрирования для ТЭС мощностью 1500 МВт

Степень концентрирования	Количество продувочной воды, т/ч	Количество добавочной в систему охлаждения воды, т/ч
2,5	3300	8330
3,0	2500	7500
3,5	2000	7000
4,0	1670	6670
5,0	1250	6250

примесей в оборотной системе охлаждения

$$n = 1 + G_{\text{исп}}/G_{\text{прод}},$$

где $G_{\text{прод}}$ — расход продувочной воды, т/ч; $G_{\text{исп}}$ — количество испаряющейся воды, т/ч.

При малом соледержаний добавляемой в систему воды степень ее концентрирования может быть увеличена, а количество продувочной воды, сбрасываемой в водоем, — соответственно уменьшено (табл. 9.19).

Таблица 9.18. Характеристика основных стоков на ТЭС мощностью 1500 МВт

Сток	Загрязняющие примеси и их концентрации	Количество сбрасываемых примесей
Вода охлаждения конденсаторов турбин	Вода практически не загрязняется химическими примесями (тепловое загрязнение)	—
Вода гидравлического удаления золы на пылеугольных ТЭС	До 2000 мг/л солей: сульфатов кальция, магния и натрия, при сжигании сланцев — оксид кальция; в зависимости от сжигаемого угля — до 150 мг/л фторидов, до 2—3 мг/л мышьяка, до 1 мг/л ванадия и др.	На «сланцевых» ТЭС — до 10—15 т/ч СаО, на пылеугольных ТЭС — до 0,1 т/ч фтора, до 0,01 т/ч ванадия, до 0,03 мг/л мышьяка и др.
Вода, загрязненная нефтепродуктами	До 20—30 мг/л нефтепродуктов в среднем с колебанием в пределах от 100 до 2—5 мг/л	Потери нефтепродуктов до 4000 т/год
Вода химических цехов (от химических водоочисток, регенерационные стоки фильтров, промывочные воды и т. п.)	Шлам — карбонаты кальция и магния, гидроксида железа и алюминия; песок, органические вещества. Стоки от регенерации фильтров — соли соляной и серной кислот	Суммарно около 1 млн. т/год
Вода от обмывок наружных поверхностей нагрева	Механические примеси (зола, сажа), серная кислота с концентрацией 0,5—1 %; соли ванадия — 0,2—0,4 г/л (в расчете на ванадий); от 0,05 до 0,08 г/л никеля; от 5 до 7 г/л железа; около 0,01 г/л меди	От 5 до 10 тыс. т серной кислоты; 300 т ванадия; 50 т никеля; до 7000 т железа; 10 т меди (средние данные за год)
Вода от промывок и консервации оборудования	В зависимости от применяемых для промывок реагентов: соляная и лимонная кислоты; трилон-Б и трилонаты; гидразин, аммиак, фториды, нитриты, тиомочевина, калтакс, уротропин	—

9.9.2. ВОДА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАЛЕНИЯ ЗОЛЫ И ШЛАКА

Для гидравлического удаления золы и шлака (ГЗУ) расходуется примерно 10—15-кратное количество воды. Конструкция большинства золоулавливающих устройств не позволяет использовать многократно всю возвращаемую осветленную воду, представляющую собой пересыщенные растворы карбоната, сульфата или гидроксида кальция (за счет выщелачивания из золы).

Выделяющаяся из этих растворов твердая фаза может забивать орошающие устройства мокрых золоуловителей, в связи с чем для их орошения необходимо вводить в цикл ГЗУ свежую воду, а некоторое количество рециркулирующей воды сбрасывать из системы. Поэтому небаланс воды в системе ГЗУ может составлять несколько сотен тонн в час. Кроме того, количество воды в системе увеличивается за счет почвенных вод и атмосферных осадков и уменьшается в результате испарения воды в скрубберах и с золошлаковых полей, занимающих площадь до нескольких квадратных километров. Таким образом, даже при замкнутой системе гидрозолоудаления необходимость сброса некоторого количества воды не устраняется. Сброс такой воды в естественные водоемы без очистки недопустим, так как помимо упомянутых соединений кальция воды ГЗУ загрязнены фторидами, ванадием, а иногда ртутью и мышьяком.

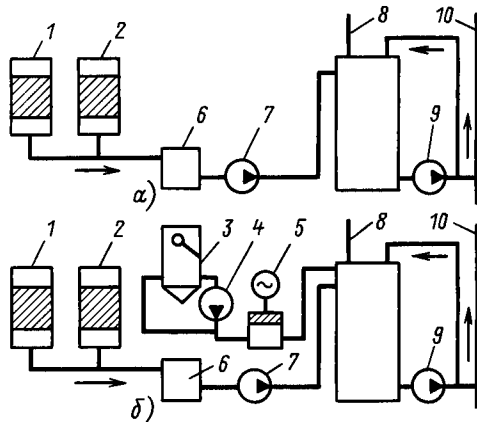


Рис. 9.19. Схема нейтрализации сточных вод: а — без известкования; б — с известкованием; 1 — водород-катионитные фильтры; 2 — анионитные фильтры; 3 — известковая мешалка; 4 — перекачивающий насос; 5 — насосы-дозаторы известкового молока; 6 — приемник сбора регенерационных вод; 7 — перекачивающие насосы; 8 — баки нейтрализации; 9 — насос перекачивания и сброса; 10 — охлаждающая вода после конденсаторов турбин или вода водонесточника

звояет приблизиться к решению задачи создания бессточных ТЭС.

9.9.4. СТОЧНЫЕ ВОДЫ, ЗАГРЯЗНЕННЫЕ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Воды этого типа возникают вследствие загрязнения из-за дефектов применяемого оборудования, неплотностей нефтехранилищ, потерь при сливах из цистерн и т. п. Так как уровень эксплуатации оборудования на электростанциях неодинаков, различной является и концентрация нефтепродуктов в стоках этих станций: она колеблется от 20—30 до 200—300 мг/л и более. Очистка воды от нефтепродуктов осуществляется сложными и дорогостоящими методами (рис. 9.20), которые все же не обеспечивают более низких концентраций загрязнений в очищенной воде, чем 0,5—1,0 мг/л.

9.9.5. ОБМЫВОЧНЫЕ ВОДЫ

9.9.3. СТОЧНЫЕ ВОДЫ ХИМИЧЕСКИХ ЦЕХОВ ТЭС

Стоки, образующиеся на различных стадиях подготовки добавочной воды, очистки конденсата турбин и кондиционирования питательной и котловой воды, загрязнены различными химическими соединениями, основными из которых являются хлористый натрий, серная кислота, щелочь, сернистый алюминий, аммиак, фосфаты и т. д. Сброс вод, содержащих эти загрязнения, даже после их нейтрализации (рис. 9.19) разрешается в естественные водоемы лишь в исключительных случаях, когда водоем имеет мощный дебит. В противном же случае необходимы сложные методы переработки стоков (электролиз и обратный осмос — см. п. 9.10.2), выпарка концентрированных стоков с получением сухих химических продуктов. При высоких соленостях исходной воды химические методы ее обработки целесообразно заменить термическими, с испарением стоков в системах каскадных испарителей, что по-

При сжигании на электростанциях сернистых мазутов на хвостовых поверхностях нагрева котла (главным образом в системе регенеративных воздухоподогревателей), а также на стенках газохода оседают зольные элементы разнообразного состава. Основную долю их составляют соединения ванадия, никеля, меди

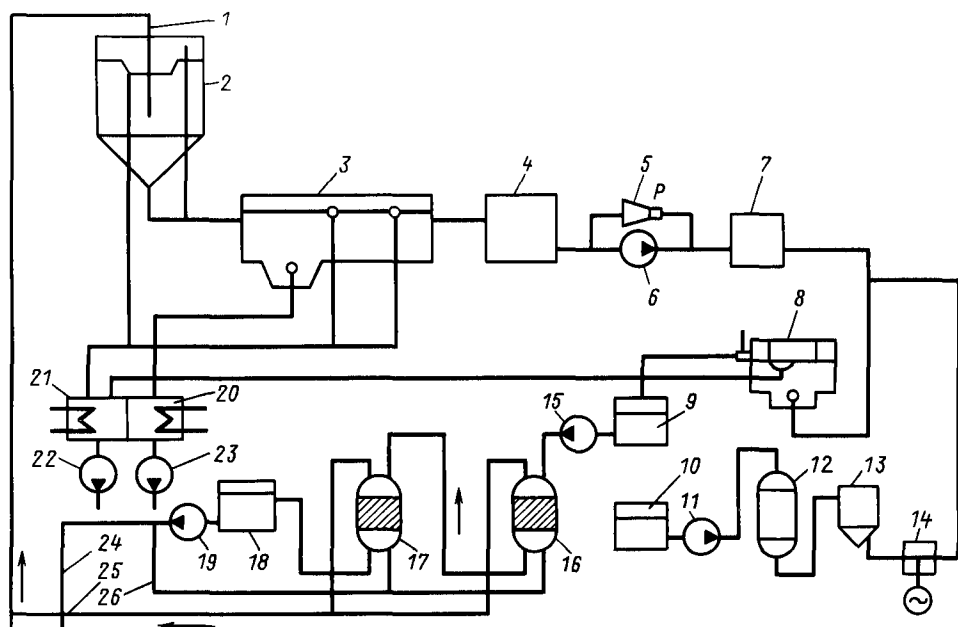


Рис. 9.20. Схема очистки вод, загрязненных нефтепродуктами:

1 — трубопровод замасленных и замасленных вод; 2 — приемный бак-отстойник; 3 — нефтеловушка; 4 — промежуточный резервуар; 5 — эжектор насыщения воды воздухом; 6 — центробежный насос; 7 — напорный бак; 8 — флотатор; 9 — промежуточный резервуар; 10 — ячейка коагулянта; 11 — насос перекачки коагулянта; 12 — механический фильтр коагулянта; 13 — бак-мерник коагулянта; 14 — насос-дозатор коагулянта; 15 — насос подачи воды на фильтры; 16 — двухслойный механический фильтр; 17 — угольный фильтр; 18 — резервуар очищенной воды; 19 — насос подачи очищенной воды; 20 — емкость сбора осадка; 21 — емкость сбора уловленных нефтепродуктов; 22 — насос подачи уловленных нефтепродуктов на сжигание; 23 — насос подачи осадка в накопители; 24 — трубопровод очищенной воды на повторное использование; 25 — трубопровод сбора промывочных вод фильтров; 26 — трубопровод промывки фильтрующих материалов

и других более тяжелых элементов. При обмыве этих поверхностей кроме соединений перечисленных элементов в воде оказывается также серная кислота с концентрацией около 0,5 %. В табл. 9.20 приведена примерная характеристика загрязнений обмывочных вод электростанции мощностью 1500 МВт.

По санитарным нормам предельно допустимая концентрация в природной воде ва-

надия, меди и никеля составляет 0,1 мг/л для каждого из этих элементов; при совместном их присутствии ПДК составляет 0,1 мг/л суммарно. Как по своей токсичности, так и по ценности среди этих элементов особенно выделяется ванадий.

Извлечение ванадия по схеме ВТИ производится следующим образом (рис. 9.21). Очищенная от грубой взвеси обмывочная вода

Т а б л и ц а 9.20. Примерная характеристика загрязнений обмывочных вод на ТЭС, сжигающей 500 т/ч мазута

Загрязнение	Концентрация, г/л	Всего за год, т
Свободная серная кислота	4—5	400—500
Сернистое железо	9—11	900—1100
Сернистый ванадий VOSO_4	0,05—1,60	—
То же в пересчете на ванадий	0,20—0,50	20,0—50,0
Сернистый никель NiSO_4	0,20—0,30	—
То же в пересчете на никель	0,08—0,12	8,0—12,0
Сернистая медь CuSO_4	0,05—0,13	—
То же в пересчете на медь	0,02—0,05	2,0—5,0

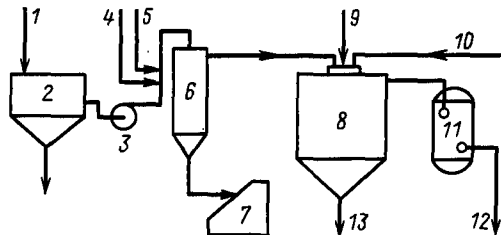


Рис. 9.21. Схема извлечения ванадия и использования освобожденной от него жидкости для очистки вод, загрязненных нефтепродуктами: 1 — отмывочная вода; 2 — емкость для усреднения состава и отделения механических примесей; 3 — насос; 4 — подача окислителя; 5 — подача щелочи или аммиака; 6 — реактор, в котором образуется обогащенный ванадием осадок; 7 — фильтр-пресс; 8 — отстойник; 9 — подача известкового молока; 10 — вода, загрязненная нефтепродуктами; 11 — фильтр; 12 — очищенная вода; 13 — шлам

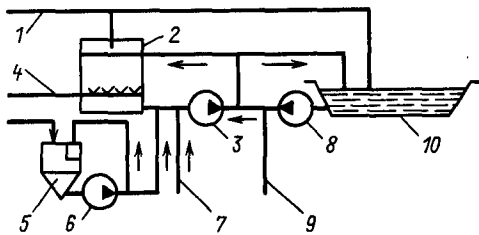


Рис. 9.22. Принципиальная схема нейтрализации и обезвреживания вод от химических промывок оборудования:

1 — сброс отработанных растворов; 2 — бак-нейтрализатор; 3 — насос рециркуляции; 4 — подача сжатого воздуха; 5 — мешалка; 6 — насос хлорной извести; 7 — ввод реагентов; 8 — насос перекачки; 9 — сброс обезвреженных и нейтрализованных вод в водоем; 10 — накопитель отработанных вод

подвергается частичному окислению для перевода примерно 10 % содержащегося в ней двухвалентного железа в трехвалентное. Образующийся при этом гидроксид железа осаждает практически весь ванадий в виде $\text{VO}(\text{OH})_2$ и $\text{V}(\text{OH})_3$.

Содержание ванадия в осадке — до 20 %. Освобожденный от ванадия раствор все еще содержит много сернистого железа и может быть использован, например, для очистки коагуляцией стоков, содержащих нефтепродукты.

металлов в виде гидроксидов, удалению образовавшегося шлама. Закачивается обезвреживание стоков биохимическим разрушением остаточных органических соединений.

Внимания заслуживает перспективная схема совмещения обработки сточных вод ТЭС и подготовки *добавочной воды градирни*. Если продувочная вода градирни по своему качеству позволяет ее возврат в систему водоподготовки, целесообразно совмещение очистки всех технологических стоков и сырой воды.

9.9.6. ВОДЫ ОТ ХИМИЧЕСКИХ ПРОМЫВОК

Химическая очистка котлов и другого оборудования ТЭС производится с помощью растворов кислот (соляной, лимонной, смеси жирных кислот, фталевой и т. д.), содержащих различные ингибиторы, а также смачивающие поверхностно-активные вещества (ПАВ); за последнее время широко применяются различные комплексоны и композиции на их основе. Отработанные растворы помимо перечисленных соединений содержат также продукты отмывки, т. е. соли (или комплексоны) железа, меди, цинка, кальция, магния и т. д. После химической отмывки производится пассивация очищенного металла обычно растворами гидразина, аммиака, нитрита натрия, диоксида диводорода. Состав отмывочных вод весьма сложный и не допускает их сброса в природные водоемы. Технология очистки вод такого типа сводится к разрушению основных компонентов окислением хлором или хлорной известью (рис. 9.22), осаждению

9.10. ОЧИСТКА РАДИОАКТИВНО ЗАГРЯЗНЕННЫХ ВОД

9.10.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАДИОАКТИВНЫХ СТОКОВ АЭС

Радиоактивные стоки АЭС представляют собой воды, загрязненные радиоактивными веществами в количествах, превышающих установленные действующими нормами и правилами [11]. Радиоактивные жидкие стоки не подлежат дальнейшему использованию в данном производстве.

Выбор схемы очистки радиоактивных вод и удаление радиоактивных отходов находятся в зависимости от следующих факторов:

характеристик радиоактивных стоков (удельная активность, химический и радиохимический состав);

количества радиоактивных стоков;

требуемой степени очистки с учетом действующих санитарных правил;

способа окончательного хранения концентрата.

В СССР стоки считаются радиоактивными, если содержание в них радиоактивных

веществ превышает среднегодовые допустимые концентрации в водоемах (СДК). В СССР низкоактивными считаются воды с удельной активностью $3,7 \cdot 10^5$ Бк/кг и ниже, среднеактивными — воды с удельной активностью между $3,7 \cdot 10^5$ и $3,7 \cdot 10^{10}$ Бк/кг, к высокоактивным относятся воды с удельной активностью более $3,7 \cdot 10^{10}$ Бк/кг.

По концентрации растворенных солей радиоактивные стоки разделяют на *бессолевые*, к которым относят воды контуров АЭС, бассейнов выдержки твэлов, конденсаты и т. д., *малосолевые* (протечки контуров, воды обмывок) и *высокосолевые*, представляющие собой сбросы лабораторий, растворы от регенерации ионообменных фильтров и растворы от дезактивации. Последние загрязняются, как правило, еще моющими ПАВ, а концентрация солей в них достигает нескольких десятков граммов в литре.

В соответствии с санитарными правилами [11] на всех предприятиях, где образуется свыше 200 л/сут радиоактивных стоков с удельной активностью, превышающей в 10 и более раз СДК для воды, должны быть оборудованы специальная канализация и сооружения для очистки. Специальная канализация представляет собой систему транспортировки радиоактивных стоков по изолированным от всех других систем трубопроводам для сбора в определенной емкости с целью дальнейшей очистки стоков, переработки или вывоза их на захоронение. В систему хозяйственно-фекальной канализации допускается сброс стоков с активностью, не более чем в 10 раз превышающей СДК для воды при условии, что в коллекторе обеспечивается их десятикратное разбавление водой нерадиоактивных стоков. Специальная канализация состоит из нескольких систем, число которых определяется характером и степенью загрязненности радиоактивных вод: собственно технологической, от спецпрачечной, от установок очистки вод.

Трубопроводы для сточных вод с активностью $3,7 \cdot 10^5$ Бк/кг и ниже допускается укладывать непосредственно в грунт; при этом предусматривается устройство колодцев для прочистки в соответствии с общими строительными нормами. Если активность стоков превышает указанную, трубопроводы должны укладываться в железобетонных каналах с надежной гидроизоляцией и устройствами для обнаружения протечек, их сбора и удаления.

Высокоактивные жидкие отходы на АЭС могут образовываться при отмывке камеры резки твэлов. Высокоактивные стоки собираются в специальной емкости, в которой они выдерживаются перед переработкой или захоронением.

Большинство стоков АЭС имеет средний и низкий уровни активности. Емкости, предназначенные для их сбора, обычно размещают на нижних отметках для обеспечения самоотечного слива. С целью исключения или уменьшения заиливания сборных емкостей перед ними устанавливают песколовки, действие которых основано на седиментационном принципе. Из сборников стоки перекачивают насосами на установки очистки. Емкости обычно изготавливают из нержавеющей стали или железобетона с нержавеющей облицовкой. Система сбора радиоактивных стоков перед их переработкой химическими методами состоит, как правило, из трех емкостей или одной трехсекционной емкости. На очистку вода подается из первой заполненной секции после проведения анализа и внесения возможных добавок. Во второй заполненной секции стоки усредняют, снова проводят их анализ и корректируют химический состав. Третья незаполненная секция предназначена для заполнения остатками от переработки. Размер емкостей определяется среднесуточным сбросом, максимально допустимым разовым сбросом и временем планируемого простоя установки для переработки вод.

Система сбора очищенных вод перед сбросом в открытый водоем обычно состоит из двух или трех емкостей, в первую из которых сливается очищенная вода, во второй производится контрольный анализ на концентрацию радиоизотопов, а третья опорожняется. Если анализ показывает, что удельная активность превышает допустимое для сброса в открытый водоем значение, вода возвращается на повторную очистку.

Радиоактивные отходы перевозят в соответствии с [10] в контейнерах на специально оборудованных автомашинах. При транспортировке радиоактивных стоков должны предусматриваться мероприятия, исключающие загрязнение ими окружающей среды. Участок с хранилищами радиоактивных отходов размещается за пределами территории перспективного развития городов, поселков и зон отдыха, не ближе 500 м от открытых водоемов, на незаболоченной местности с низким уровнем грунтовых вод. Вокруг пункта захоронения организуется санитарно-защитная зона.

9.10.2. ОЧИСТКА ВОД НИЗКОГО И СРЕДНЕГО УРОВНЕЙ РАДИОАКТИВНОСТИ

Для очистки вод такого типа используют методы осаждения. Наибольшее распространение получило соосаждение радиоизотопов

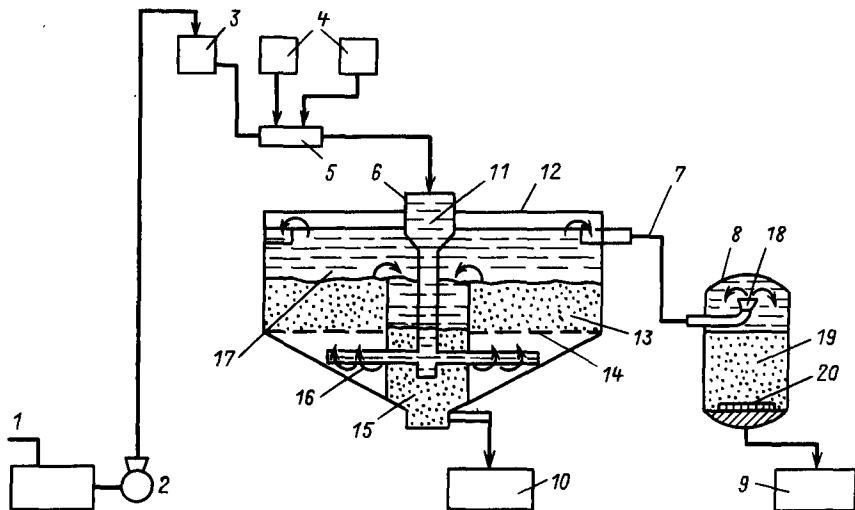


Рис. 9.23. Принципиальная технологическая схема осадительного процесса очистки:

1 — исходная вода; 2 — насос; 3 — расходный бак; 4 — дозировка реагентов; 5 — смеситель; 6 — отстойник-осветлитель; 7 — осветленная вода; 8 — механический фильтр; 9 — емкость приема очищенной воды; 10 — приемник пульпы; 11 — центральный стояк; 12 — корпус осветлителя; 13 — зона взвешенного осадка; 14 — дырчатое дно; 15 — шламоуплотнитель; 16 — дырчатые распределительные трубы; 17 — зона осветленной воды; 18 — распределительное устройство; 19 — слой песка; 20 — дренажная система

при коагуляции стабильных соединений различных веществ. Коагуляция сопровождается следующими процессами очистки:

- 1) соосаждением радиоактивных изотопов совместно со стабильными изотопами;
- 2) захватом суспендированных в очищаемой воде частиц (в особенности коллоидных) вновь образующимися осадками;
- 3) адсорбцией радиоактивных изотопов, находящихся в воде в форме ионов, на развитой поверхности образующихся осадков соединений стабильных изотопов.

В качестве коагулянтов используют обычные для водообработки реагенты: сернокислородное железо, сернокислый алюминий, а также некоторые соли кальция, смеси фосфатов и гидроксида кальция.

Принципиальная технологическая схема процесса очистки радиоактивных стоков осадением приведена на рис. 9.23.

Очищаемая вода поступает в приемный бак, откуда насосом подается в смеситель. Если удельная активность очищаемой воды равна или выше $3,7 \cdot 10^5$ Бк/кг, следует использовать бессальниковые насосы. После смешения с дозируемыми реагентами вода поступает в отстойник непрерывного действия или в суспензионный сепаратор. После разделения осадок направляется на хранение или отверждение, а осветленная вода — на дальнейшую очистку (фльтрацию).

Наиболее простым является вертикальный отстойник непрерывного действия, который применяют в обычных системах очистки вод. Он позволяет снизить содержание суспендированной фазы в осветленной воде до 25 мг/л, а сама отсепарированная твердая фаза (осадок) составляет 1,5—3 % общего объема очищаемой воды.

Более эффективными являются отстойники-осветлители типа суспензионных сепараторов, в которых осадок находится во взвешенном состоянии; осветляемая вода поступает в сепаратор снизу через расположенную под дырчатым дном систему труб с отверстиями. Взвешенный слой ранее выпавшего осадка выполняет при этом функции механического фильтра, катализатора, ускоряющего дополнительное выпадение твердой фазы, среды, способствующей перемешиванию и укрупнению содержащихся в осветляемой воде взвешенных частиц.

Эффективность работы осветлителей этого типа примерно в 2 раза превышает эффективность вертикальных отстойников и позволяет тем самым получать осветленную воду с содержанием суспендированных веществ до 10 мг/л. Аппараты данного типа должны быть снабжены терморегуляторами для уменьшения колебания температуры очищаемой воды.

Для ускорения времени коагуляции и седиментации взвешенных примесей применяют

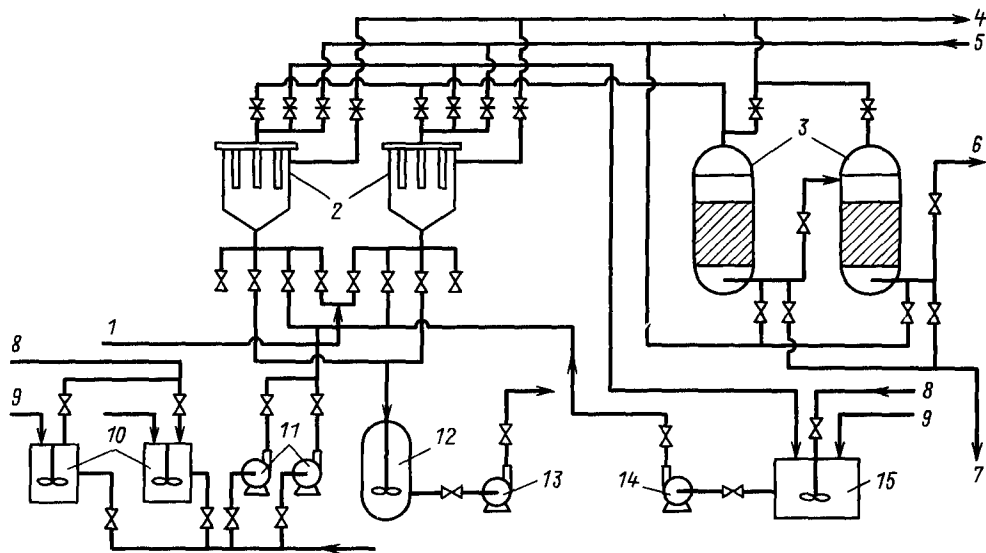


Рис. 9.24. Технологическая схема очистки вод на намывных и ионообменных фильтрах: 1 — исходная вода; 2 — намывные фильтры; 3 — ионообменные фильтры; 4 — сдвуху; 5 — сжатый воздух; 6 — очищенная вода; 7 — слив; 8 — вода; 9 — фильтрующий порошок; 10 — бак намыва; 11 — насос приема отработанной пульпы; 12 — бак приема отработанной пульпы; 13 — насос перекачки пульпы в хранилище; 14 — насосы подпитки фильтропорошка; 15 — баки подпитки фильтропорошка

флокулянты, например некоторые полисахариды (5 мг/л) или чаще всего полиакриламид (0,01 мг/л).

Осветленная дезактивируемая вода далее поступает на фильтры, где происходит удаление нескоагулированных частиц малых размеров. Наиболее прочными являются песчаные или кварцевые насыпные фильтры высотой 1,2 м и диаметром зерен 1,5–2,0 мм, рассчитанные на давление 0,3–0,5 МПа. Коэффициент очистки на этих фильтрах — около 10, грязеемкость 1,5 кг/м³, длительность фильтроцикла 10–20 ч, скорость фильтрования 8–10 м/ч, сопротивление фильтра 0,05–0,1 МПа, потери фильтрующего материала 10 % годовых.

Высокоэффективны *намывные фильтры* (рис. 9.24). Фильтрующим порошкообразным материалом в намывных фильтрах, наносимым тонким слоем на фильтрующий элемент в виде суспензии, может быть инертный материал: диатомит, перлит, туф и т. д., а также ионообменный порошок (смесь катионита и анионита). На созданный таким образом начальный фильтрующий слой направляется доочищаемая вода, в которую дозируется небольшое дополнительное количество применяемого в фильтре порошка, что способствует «достройке» фильтрующего слоя с оптимальной степенью пористости. Фильтрование происходит, как правило, в направлении снизу

вверх. Грязеемкость намывных фильтров составляет в среднем 300–600 г/кг фильтрующего материала; коэффициент очистки колеблется от 10 до 50. По достижении сопротивления фильтра 0,2–0,4 МПа фильтрующий слой вместе с задержанными загрязнениями смывается обратным током воды и поступает на хранение или отверждение; на эту операцию (регенерацию фильтра) затрачивается обычно от двух до трех объемов воды.

Доочистка радиоактивных стоков со сравнительно небольшим содержанием солей (до 1–2 г/л) и взвешенных частиц (до 1 мг/л) успешно производится методом ионного обмена, реализуемого с помощью фильтров как насыпного, так и намывного типа. Коэффициенты очистки в этом процессе колеблются в широких пределах — от 10 до 10⁵ в зависимости от удельной активности исходной воды и ее радиохимического состава.

Метод очистки воды *ионным обменом* наряду с достоинствами (высоким коэффициентом очистки и высокой степенью концентрирования радиоактивных отходов) обладает следующими недостатками:

жестким требованием к обрабатываемой воде в отношении ограниченного соледоержания, концентрации взвешенных примесей и значения pH;

сравнительно высокой стоимостью процесса;

деструкцией ионообменных смол под действием радиации;

сложностью очистки воды с непостоянным составом.

В связи с этим метод ионного обмена используется преимущественно для доочистки воды после ее предварительного осветления или доочистки конденсата пара выпарных установок.

Очистка воды методом ионного обмена проводится в одну или две ступени по следующим принципиальным схемам:

очистка в отдельных насыпных слоях ионитов, т. е. последовательное катионирование и анионирование;

очистка в фильтрах со смешанным насыпным слоем катионита и анионита (ФСД);

очистка на фильтрах со смешанным намывным слоем порошкообразных ионитов (НИФ).

Скорость фильтрования воды с большим содержанием через насыпной слой ионита — от 7 до 11 м/ч, но может быть значительно выше при малых содержаниях воды.

Фильтры с насыпными слоями подвергают регенерации после истощения ионитов; регенерационными растворами служат растворы азотной кислоты и едкого натра. Химическая регенерация намывных фильтров с порошкообразными ионитами не производится.

Фильтры смешанного действия обеспечивают более высокие коэффициенты очистки, чем раздельное последовательное катионирование-анионирование, однако хорошая регенерация ФСД осуществляется труднее из-за необходимости полного предварительного разделения смешанной шихты на слой катионита (снизу) и анионита (сверху). Отработанные регенерационные растворы кислоты и щелочи концентрируются на выпарных установках; полученные концентраты подвергаются отверждению и дальнейшему захоронению.

Действие α -, β - или γ -излучения, а также воздействие образовавшихся вследствие радиолиза воды радикалов на ионообменные смолы приводит к их частичной деструкции и снижает емкость смол; растворенный в воде кислород интенсифицирует деструкцию смол.

Применение ионообменных смол для очистки радиоактивных вод в крупных масштабах ограничивается системами с интегральной дозой облучения 10^6 Гр. По своей радиационной стойкости органические ионообменные смолы можно расположить в следующий качественный ряд (в порядке убывания): аниониты на основе пиридина, сульфони- и карбоксильные катиониты, слабоосновные аниониты на основе первичных, вторичных и

третичных аминов, сильноосновные аниониты на основе четвертичных аммониевых оснований.

Использование ионообменных фильтров для доочистки воды после ее предварительной коагуляции и фильтрования через механические фильтры позволяет достичь санитарных норм. Вода перед ионообменными фильтрами имеет средний состав: $\text{pH} = 8 \div 9$; удельная активность $3,7 \cdot 10^5$ Бк/л; содержание отдельных радиоизотопов, Ки/л: $^{90}\text{Sr} - 1,5 \cdot 10^{-8}$; $^{137}\text{Cs} - 1 \div 3 \cdot 10^{-8}$; $^{144}\text{Ce} - 0,1 \div 2,3 \cdot 10^{-6}$; $^{131}\text{J} - 0,59 \cdot 10^{-8}$; $^{45}\text{S} - 0,4 \div 5 \cdot 10^{-6}$; $^{41}\text{C} - 0,5 \div 11 \cdot 10^{-7}$ и т. д.

Коэффициенты очистки по отдельным радиоизотопам колеблются в зависимости от рода условий от 10 до 5500.

Наряду с органическими ионообменными смолами ограниченное использование для очистки воды находят также некоторые *природные неорганические сорбенты* (доломит, глауконит, вермикулит, магнетит и др.), а также сорбенты на основе битума, получаемые сульфидированием промышленных битумов.

Природные сорбенты обладают некоторыми преимуществами перед органическими ионитами в процессах доочистки радиоактивных вод:

сравнительно низкой стоимостью: в 10—40 раз ниже стоимости ионообменных смол;

более жесткой фиксации радиоизотопов, которая может быть усилена термической обработкой;

избирательной сорбцией отдельных радиоизотопов в присутствии большого количества других ионов;

большой радиационной стойкостью и т. д.

Однако наряду с отмеченными преимуществами природные неорганические сорбенты имеют также ряд недостатков по сравнению с органическими синтетическими ионами:

1) относительно низкую суммарную ионообменную емкость;

2) довольно низкую стойкость по отношению к кислотам и щелочам;

3) ограниченную устойчивость в растворах с низким соле- и кремнесодержанием;

4) сравнительно низкую сопротивляемость истиранию.

В последнее время все шире применяют новые методы очистки вод с повышенным содержанием, в том числе радиоактивных. Эти методы получили название *мембранных* и подразделяются на *электродиализ* и *обратный осмос*. Принцип электродиализа заключается в переносе ионов под действием постоянного электрического тока через специальные ионитные мембраны, из которых катионно-активные пропускают только катионы, анионно-активные — только анионы. В электриче-

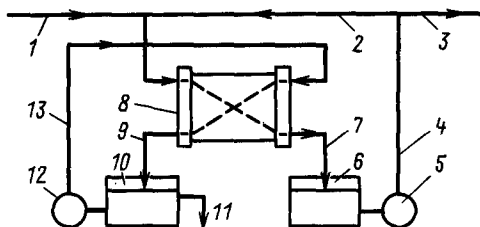


Рис. 9.25. Схема циркуляционной электродиализной установки непрерывного действия:

1 — подача исходной воды; 2 — трубопровод рециркуляционной воды; 3 — отвод частично обессоленной воды; 4 — трубопровод диализата; 5 — насос для перекачивания диализата; 6 — бак для диализата; 7, 9 — выход диализата из электродиализатора; 8 — электродиализатор; 10 — бак для рассола; 11 — отвод рассола; 12 — насос для перекачки рассола; 13 — трубопровод рециркуляционного рассола

ском поле перенос ионов приобретает, таким образом, строго направленный характер.

На рис. 9.25 приведена принципиальная схема электродиализной установки. Если при чередующихся мембранах подавать в камеры диализатора очищаемую воду, то под действием наложенного поля ионы будут двигаться к электродам в соответствии со знаком своего заряда, в результате чего вода одних камер будет освобождаться от ионов, а в воде других камер будет происходить концентрирование ионов.

Материалом анодов электродиализных аппаратов являются, как правило, платина, платинированный титан, графит; материалом катодов — нержавеющая сталь, титан, платинированный титан.

Многокамерные электродиализные аппараты весьма компактны. Расстояние между мембранами в пакете составляет 0,5—1,2 мм, что позволяет сохранить компактность аппарата при большом количестве мембран. По

мере уменьшения расстояния между мембранами уменьшается также падение напряжения на аппарате, т. е. снижается расход электроэнергии.

Основной процесс электродиализа осложняется протеканием ряда побочных процессов — электроосмоса (переноса некоторого количества молекул воды против градиента концентрации), диффузии из рассольной в обессоливающую камеру и т. п. Эффективность основного процесса электродиализа зависит от вклада этих мешающих побочных процессов, в связи с чем ионитные электродиализные мембраны должны обладать определенным комплексом свойств: высокой ионсефективностью, высокой электропроводностью, минимальной скоростью свободной диффузии, малой осмотической проницаемостью, высокой механической и химической прочностью.

Гетерогенные мембраны МК-40 и МА-40, используемые для очистки радиоактивных вод электродиализом, имеют следующие характеристики: толщина мембран 0,7 мм; обменная емкость 2,3—3,0 мг-экв/г; удельное поверхностное сопротивление 30—35 Ом/см². Некоторые показатели работы электродиализных аппаратов с мембранами указанного типа приведены в табл. 9.21.

Производительность электродиализной установки Q_3 , л/ч,

$$Q_3 = In\eta \frac{10^3}{26,8(S_0 - S_D)},$$

где I — сила тока, А; n — количество парных ячеек в электродиализаторе; η — выход по току, %; 26,8 — число Фарадея, А·ч/г-экв; S_0 — солесодержание исходной воды, мг-экв/л; S_D — солесодержание диализата, мг-экв/л.

Для получения высокой степени очистки воды процесс электродиализа часто сочетают с доочисткой на ионообменных фильтрах сме-

Таблица 9.21. Некоторые показатели электродиализных аппаратов при очистке вод

Показатель	Новые мембраны			Мембраны после двух лет работы	
	МК-40, МА-40	МК-40, МА-41	МК-100, МА-100	МК-40, МА-40	МК-40, МА-41
Солесодержание исходной воды, г/л	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Степень удаления солей, %	88—90	88—90	88—90	88—90	88—90
Плотность тока, А/м ²	5—25	5—25	5—25	10—30	10—20
Выход по току, %	80—90	88—92	75—97	20—84	30—49
Удельный расход энергии, кВт·ч/кг	0,33—0,86	0,44—0,88	0,65—1,9	1,85—2,85	2,44—4,66

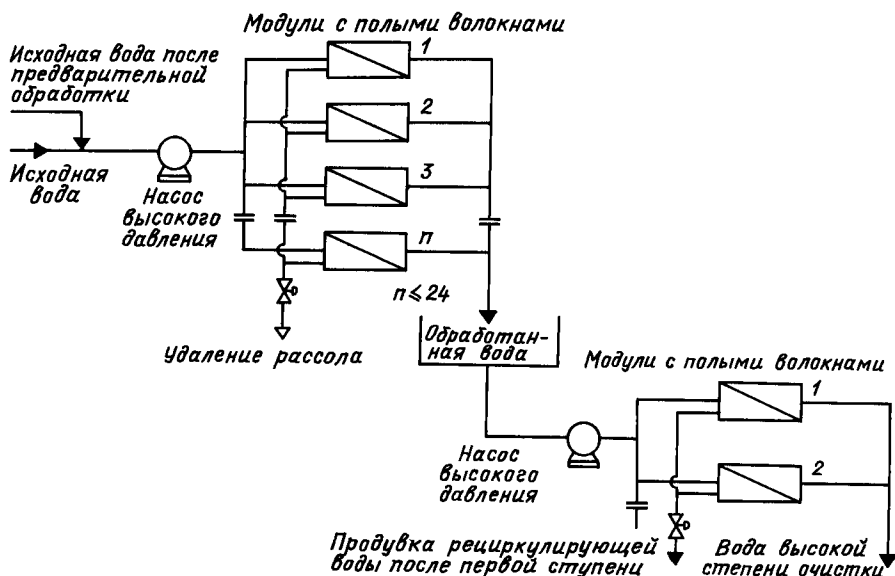


Рис. 9.26. Принципиальная схема установки обратного осмоса с полыми волокнами при параллельном включении модулей

шанного действия.

Специфические недостатки метода очистки воды электродиализом: ограниченные сроки службы мембран, сложность их замены в существующих аппаратах, осаждение твердой фазы карбоната кальция и гидроксида магния в прикатодном пространстве, невозможность удаления радионуклидов в коллоидной форме.

Метод электродиализа имеет в ряде случаев, как показывают имеющиеся технико-экономические расчеты, преимущество по сравнению с более устоявшимися методами коагуляции, осаждения, ионного обмена и т. п.

Метод обратного осмоса является перспективным для очистки вод с различным солевым содержанием. Он базируется на принципе разделения двух растворов различной концентрации полупроницаемой мембраной вследствие проникновения растворителя из менее концентрированного в более концентрированный раствор в соответствии с разностью давлений паров растворителя над ними (явление осмоса). Для «обращения» процесса, т. е. для проникновения растворителя из более концентрированного в менее концентрированный раствор, необходимо приложить к более концентрированному раствору давление, превышающее осмотическое.

Выбор полупроницаемых мембран во многом определяет успешную реализацию очистки воды методом обратного осмоса.

Мембраны должны обладать высокой селективностью и водонепроницаемостью; эти показатели они должны сохранять в течение длительного времени.

Селективность мембраны, %

$$\eta = \frac{C_{\text{исх}} - C_{\text{об}}}{C_{\text{исх}}} 100,$$

где $C_{\text{исх}}$ — концентрация солей в воде до ее очистки; $C_{\text{об}}$ — концентрация солей в обессоленной воде.

В настоящее время наиболее широко используются мембраны на основе ацетатцеллюлозы, позволяющие обеспечить степень обессоливания в одной ступени 85–95 % при давлении 5,0–6,0 МПа.

Обратно-осмотические установки состоят из комплекса аппаратов, реализуемых в соответствии с одним из четырех конструктивных типов: фильтр-прессовый, трубчатый, со спиральной укладкой мембран и с мембранами в виде полых волокон (рис. 9.26). В этой схеме при наличии одной ступени солевого содержания обессоленной воды составляет примерно 10 % солевого содержания исходной воды. При добавлении второй ступени солевого содержания снижается до 1 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борьба с шумом на производстве: Справочник / Под ред. Е. Я. Юдина. М.: Машиностроение, 1985.

2. **Волков Э. П., Сапаров М. И., Фетисова Е. И.** Определение предельно допустимых выбросов ТЭС. М.: Изд-во МЭИ, 1986.
3. **Волков Э. П.** Контроль загазованности атмосферы выбросами ТЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. **ГОСТ 17.2.3.02-78.** Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. М.: Изд-во стандартов, 1978.
5. **ГОСТ 2679-84.** Блоки энергетические для ТЭС на органическом топливе. Общие требования к шумоглушению.
6. **Гурвич С. М., Кострикин Ю. М.** Оператор водоподготовки. М.: Энергия, 1974.
7. **Допустимые выбросы радиоактивных и вредных химических веществ в приземный слой атмосферы** / Под ред. Е. Н. Теворовского, И. А. Терновского. М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. **Жуков А. И., Монгайт И. Л., Родзиллер И. Д.** Методы очистки производственных сточных вод: Справочное пособие. М.: Стройиздат. 1977.
9. **Закон СССР «Об охране атмосферного воздуха»** от 25 июня 1980 г. // Справочник партийного работника. Вып. 21. М.: Издательство политической литературы, 1981.
10. **Методика** расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Общесоюзный нормативный документ. Л.: Гидрометеоздат, 1987.
11. **Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.** М.: Атомиздат, 1973.
12. **Охрана** окружающей среды: Справочник. Л.: Судостроение, 1978.
13. **Предельно допустимые концентрации химических веществ в окружающей среде** / Составители Г. П. Беспямятнов, Ю. А. Кротов. Л.: Химия. 1985.
14. **Рихтер Л. А., Волков Э. П., Покровский В. Н.** Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М.: Энергоатомиздат, 1981.
15. **Рихтер Л. А.** Газовоздушные тракты тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984.
16. **Рихтер Л. А., Лавыгин В. М., Елизаров Д. П.** Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
17. **Седов В. М.** Технология переработки жидких радиоактивных отходов. Конспект лекций. Л.: ЛТИ им. Ленсовета, 1978.
18. **Справочник** по пыле- и золоулавливанию / Под ред. А. А. Русанова. М.: Энергоатомиздат, 1983.
19. **Черкинский С. Н.** Санитарные условия спуска сточных вод в водоемы. М.: Стройиздат, 1977.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Автоматизированная система управления 451
— — — интегрированная 453
— — — предприятием 452
— — — распределенная 458
— — — технологическим процессом 453
Автоматическая система регулирования 456, 480
— — — каскадная 499
— — — комбинированная 500
— — — одноконтурная 487
— — — управления 480
Агрегат компрессорно-конденсаторный 252
Адиабатное испарение 195
Азеотропная смесь 200
Аккумуляция кислорода 436, 438
Активная экономия энергии 13
Алгоритмы регулирования линейные типовые 488
Антикоррозионная стойкость установок горячего водоснабжения 361, 363
Аэрозольный фильтр 546

Б

Баланс теплоты и влаги в помещениях 440
— энергетический низкотемпературной установки 270, 276, 292
Батарейные циклоны 532
Бинарные смеси 200
Бромисто-литиевые установки 264
Брызгальный бассейн 424
Брызгоотделитель 190

В

Вакуум-фильтр 432
Ванны электронагревательные 123
Вещества неконсервативные, консервативные 552
Витые теплообменники 321
Вихревая труба 268
Влаговыделения 444
Влагосодержание 214
Влажность материала 214
Водогрейные котлы 394, 397, 398
Возврат конденсата 13
Воздействия на объект возмущающие, управляющие 480
Воздуха состав 293
Воздухоохладители 434, 447
Воздухоразделительные установки 291
Время восстановления поврежденного участка теплосети 368
Вторичные материальные ресурсы 77
— энергоресурсы 20, 77
Вторичный пар 180
Выбросы в атмосферу 529
Выпарные аппараты пленочные 186
— — — поверхностные 182
— — — роторные 187
— — — трубчатые 182
— — — установки адиабатные 195
— — — контактные 196
— — — многоступенчатые 180
Высота дымовой трубы минимально допустимая 547
— единиц переноса 208
Вычислительный комплекс 455, 460
Вязкость растворов 175

Г

Газ горючий искусственный 414, 415
 Газгольдер кислородный 436, 439
 Газификаторы, характеристики 288
 Газификация топлива 543
 Газовые холодильные установки 271
 Газоочистка на АЭС 546
 Газораспределительные устройства 540
 Газорегуляторный пункт (ГРП), установка (ГРУ) 417
 Гарниссажная футеровка 104
 Гидравлическая неравномерность 315
 — проводимость 392
 — характеристика насоса, сети 392
 Гидравлический расчет тепловой сети 386
 Гидравлическое сопротивление внутреннее насоса 392
 — — отопительной системы 393
 — — тарелок 211
 — — участка трубопровода 391
 Гидроочистка от серы 543
 Гидроциклон безнапорный 430
 Государственная система приборов 509
 Гравитационное осаждение 532
 Градусо-день 13
 Градирня вентиляторная, секционная 425, 426, 428
 Граница устойчивости системы 490

Д

Движущая сила процесса 203
 Деаэрация воды 363
 Депрессия гидравлическая, гидростатическая, температурная 177, 194
 Детандеры 337
 Дефлегматор 211
 Динамические системы, виды 481
 Диспетчер 464
 Дисплей 466
 Дистилляционный куб 209
 Дистилляция 200
 Доля массовая, мольная 201
 Допустимая концентрация 529, 552

З

Законы: Генри, Дальтона, Рауля 201
 Замещение топлива 24
 — энергии 14
 Запас устойчивости автоматической системы регулирования 491
 Запрограммированное управление отоплением и кондиционированием воздуха 13
 Захолаживание 245
 Звенья типовые 484
 Зола углей, свойства 530
 Золоулавливания параметр, степень 531
 Золоуловители инерционные 532
 — мокрые 534
 — с трубой Вентури 534

И

Идентификация системы 481
 Изоляция вакуумная, газонаполненная 282
 — вакуумно-порошковая, экранно-вакуумная 283
 — тепловая низкотемпературная 281
 Инвариантность абсолютная 500
 Индекс насыщения воды 363
 Индукционный нагрев ферромагнитной стали, устройства 127
 Интенсификация теплообмена 316
 Испарители холодильных установок 332
 Использование горючих газов 96
 — теплоты жидкой стали, заготовок, отвалных шлаков 100
 — — охлаждаемых элементов печей 101
 — энергии (использованная энергия) 16
 Источник энергии 16, 47
 — — комбинированный 48
 — — топливно-кислородный, топливно-электрический 60

К

Классификация холодильных и криогенных установок 242
 Коагулятор Вентури 534

Комбинирование теплотехнических принципов 66
 Комбинированной выработки критическая доля 348
 Комплексная энергетическая система 14
 Компрессор поршневой, центробежный 433
 Компрессоры низкотемпературных установок 333
 Компонент высококипящий, низкокипящий 200
 Конденсаторы барометрические 192
 — холодильных установок 329
 Кондиционер местный, центральный 440, 446
 Кондиционирование дымовых газов 539
 Конечная энергия 15, 17
 Конечное потребление энергии 16
 Контроль состояния воздушного бассейна 548
 Коррозионная активность воды 363
 Котельные районные, пиковые 394, 395
 Котлы водогрейные 394, 397
 — паровые низкого давления 394
 Котлы-утилизаторы 87
 Коэффициент местного сопротивления 389, 390
 — полезного действия котельной, тепловой сети 349
 — — — термический 347
 — — — эксергетический 246
 — — — энергетической установки 36
 — — использования энергоносителя 36
 — — — энергоресурсов 16, 18
 — расхода на собственные нужды 347
 — режимный 370
 — теплофикации 350
 — трансформации теплоты 400
 — холодильный 245
 Криостатирование 245
 Критерии качества интегральные 495
 Критерий управления 454, 502
 — устойчивости алгебраический, частотный 490, 491

Л

Линия заданного запаса устойчивости 492
 Логическое управление 456

М

Матричные теплообменники 324
 Мероприятия ресурсосберегающие, энергосберегающие 17

Метод выпаривания 556
 — кинетической кривой 207
 — обратного осмоса 564
 — «от тарелки к тарелке» 207
 — осаждения радиоактивных примесей 558
 — предельного энергосбережения 53
 — среднего температурного напора 142
 — средней интенсивности теплообмена 142
 — теоретических тарелок 206
 — электроднализа 563
 — эффективности 142
 Методы очистки вод мембранные 562
 Минимальная работа ожижения газов 245
 Мнемосхема 466
 Модель математическая 481
 — — системы теплоэнергоснабжения предприятия динамическая, статическая, статистическая 404, 405
 Мощность электротермической установки полезная, установленная 119

Н

Набивные массы огнеупорные 104
 Нагреватель индукционный 128
 — печи сопротивления 114
 Нагрузка тепловая расчетная 353, 357
 — — удельная, безразмерная 370
 Намывные фильтры 561
 Напор полный, пьезометрический 391
 Напряжение парового пространства 190
 Насадка регенератора 152, 153, 327
 — скруббера 154, 155
 Насосы жидких криоагентов 338
 — циркуляционные 192
 Настройки оптимальные регуляторов 495
 Насыпная масса загрузки 134
 Неоно-гелневая смесь 214
 Низкотемпературные установки 242

О

Обессеривание нефти 543
 Обработка воды противокоррозионная 363
 Обратный осмос 562
 Объект регулируемый 480, 505
 — управления технологический 453
 Огнеупорные бетоны, кладки, набивные массы, покрытия 103, 104

Огнеупоры, рекомендации по выбору 105, 106
 Ограждение 103
 — расчет 107, 108, 112
 Ожижение газов 279
 Ожижения работа минимальная 245
 Ожижители гелия 280
 Оксидов азота образование, подавление 544
 — — очистка 545
 — — серы очистка 543
 Оператор технологического процесса 464
 Операционная система 475
 Оптимизация динамических режимов 503
 — статических режимов 502
 Органические теплоносители 142
 Оросительное устройство брызгальное, капельное, пленочное 426
 Отопительная теплонасосная система 15
 Остойник горизонтальный 429
 — радиальный 430
 Отходы материалов 14
 — технологических систем 76, 77
 Отходящие печные газы 132
 Очистка поверхности нагрева, устройства 98

П

Параметр отопительной установки 371
 — пылезолоулавливания 531
 — теплообменного аппарата 371, 372, 375
 Пассивная экономия энергии 13
 Первичный энергоресурс 15
 Перегонка 200
 Переходной процесс 497
 Печи и установки индукционные 115
 — — — нагрева сопротивления 114
 — — — плазменного, электронно-лучевого и лазерного нагрева 116
 — — — электродугового нагрева 115
 Пиролиз топлива 543
 Пластинчато-ребристые теплообменники 321
 Плотность орошения 154, 186
 Побочная термодинамическая эффективность 13
 Поверхностное натяжение растворов 179
 Повторное использование материалов 14
 Подведенная (конечная) энергия 15
 Подведенный энергетический ресурс 15
 Полезная энергия 15
 Показатель вредности лимитирующий 552
 — колебательности 493

Потери давления в газопроводах 419, 420
 — — — паропроводах 410
 — — — энергии 16
 Потеря давления линейная, удельная 386
 — — в местных сопротивлениях 389
 Потребление энергоресурсов 16
 Предельно допустимые концентрации в атмосфере 529
 — — — — водоемах 553
 Преобразование энергии 16
 Принцип регулирования по возмущению, по отклонению 500
 — теплотехнический 44
 Производительность эксергетическая 244
 Пропускная способность трубопровода 386
 Процесс случайный 494
 Прямые показатели качества 495
 Пункт управления 465
 Пьезометрический график 391
 Пылезолоуловители тканевые 542

Р

Равновесие фаз 201
 Разделение воздуха 291
 Разность температур полезная, располагаемая 194
 Рассеивание выбросов в атмосфере 547
 Расход теплоты годовой на одного жителя 359
 — — — — горячее водоснабжение, отопление, вентиляцию 351, 353, 357, 358
 Расход топлива при отдельной выработке, при теплофикации, на централизованное теплоснабжение 344, 347, 348, 349
 — — — — удельный на выработку теплоты 349
 — — — — комбинированную выработку, на выработку электроэнергии 345, 348
 Рациональное использование энергии 12
 Реактор теплотехнологический 43
 Регенераторы 80, 81, 312, 327
 Регенерация энергии 14
 Регулирование вентиляции 376
 — горячего водоснабжения 376, 379, 381
 — — закрытых систем 379
 — нагрузки 13, 369
 — одноконтурных систем 385, 386
 — открытых систем 381
 — отопления 372
 Регулирующий микропроцессорный контроллер 510, 522

Регулятор автоматический 480, 510
 -- давления газа прямого действия, универсальный 418
 Режим помещения влажностный, термовлажностный 444
 Режимы отпуска теплоты 369
 Ректификационные колонны насадочные 208
 -- -- непрерывные, периодические, решетчатые, роторные 200
 -- -- тарельчатые 208
 Рекуператоры 81, 82, 83, 312

С

Самоочищение вод 552
 Сжигание отходов 14
 Сероочистные установки 543
 Силикатная обработка воды 363
 Система воздухообеспечения промпредприятия 433
 -- газоснабжения промпредприятия 403, 413
 -- кондиционирования воздуха 440
 -- обеспечения предприятия продуктами разделения воздуха 403, 436
 -- пароснабжения предприятия 403, 405
 -- сбора и возврата конденсата 412
 -- теплоснабжения водяная 359
 -- -- -- закрытая, открытая 360
 -- -- паровая 365
 -- теплоэнергоснабжения промпредприятия 403
 -- технического водоснабжения промпредприятия 403, 420
 Скруббер мокрый, центробежный 534
 Соединение звеньев системы управления, регулирования 487
 Соосаждение радиоизотопов 559
 Сорбенты природные неорганические 562
 Стадия (ступень) теплотехнологического процесса 42
 Станция воздухоразделительная 436, 439
 -- газогенераторная 416
 -- газоповысительная 419
 -- газораспределительная 417
 -- газосмесительная 418
 -- компрессорная 433, 434
 Степень колебательности 491
 -- концентрирования растворенных примесей 555
 -- проскока, улавливания золы уноса 531

Сушильные агенты 212
 Сушильные установки барабанные 227
 -- -- вакуум-гребковые 232
 -- -- вальцовые 225
 -- -- вибрационные, вихревые 235
 -- -- камерные 212
 -- -- конвейерные 227
 -- -- ленточные 226
 -- -- распылительные 219
 -- -- с кипящим слоем 232
 Схема газоснабжения предприятия 413, 416
 -- использования технической воды каскадно-бессточная 420, 428
 -- -- -- оборотная, прямоточная 420

Т

Температура внутренняя зданий 351
 -- наружная 352, 353
 -- подвода, отвода теплоты в цикле 345, 346
 Температурная эффективность теплообменника 313
 Температурное кондиционирование 539
 Температурный график 46
 Тепловая схема теплотехнологической установки 44, 48
 -- -- элементарная 48
 Тепловое потребление 351
 Тепловой насос 15, 399
 -- сброс 555
 Теплоемкость растворов 179
 Теплоизоляция 13, 107, 281
 Теплопасосная установка 15, 399
 Теплообменник 14, 144
 Теплообменные аппараты 142, 310
 -- -- блочные 159, 161
 -- -- воздушного охлаждения 172
 -- -- змеевиковые 142, 170
 -- -- кожухотрубчатые 142, 155
 -- -- оросительные 169
 -- -- пластинчатые 142, 166
 -- -- ребристые 151
 -- -- регенеративные; рекуперативные, смешительные 142, 152
 -- -- спиральные 142, 164
 -- -- углеродистые 173
 -- -- эмалированные 171
 Теплопередача 13
 Теплопотери через ограждения помещений 441

Теплопроводность 13
— осевая 314
— растворов 179
Теплотехнический принцип 44
Теплотехнологический комплекс 43
Теплотехнология 42
Теплоэлектроцентральный 15
— утилизационная (УТЭЦ) 408
Термоллабильность 169
Топливо-энергетический баланс промышленных предприятий 34
— комплекс 21
Топливо из отходов 14
Труба вихревая 268
Турбокомпрессор 433

У

Удельная комбинированная выработка электроэнергии 345, 347
Удельное энергопотребление 16
Удельные затраты на экономию энергии 13
— энергосбережения в тепловых насосах 400
Удельный расход электроэнергии в электро-термических установках 119
Управление автоматическое, автоматизированное 451
Управляющая ЭВМ 459
Уравнения линейных моделей объектов управления 481, 506
Установка для производства сухого льда 279
— — термодинамически идеальная 44
Установки диэлектрического нагрева 115
— для использования избыточного давления теплоносителей 87
Устойчивость линейной системы 490
Устройства защиты установок 456
— индукционного нагрева 127
— связи с объектом 459
Утилизация потерь энергии в электротермических установках 133
— энергии 16

Ф

Фактор трения Фаннинга 316
— теплопередачи Колберна 316
Фильтр крупнозернистый, сверхскоростной, сетчатый 431

Фильтр-пресс 432
Фильтры с насыщенными слоями 562
— смешанного действия 562
Формула Мелентьева 348
Формы энергии 16
Функция АСУ ТП 454
— цели 454
Футеровка 103, 104, 108

Х

Характеристика амплитудно-частотная 482
— вентиляционная 356
— импульсная, переходная 482, 506
— комплексная частотная 482, 506
— оборудования подстанций 370
— отопительная 351
— суммарная насосов 392
— статическая 505, 507
— тепловой сети гидравлическая 391
— фазо-частотная 482
— элеватора 393
Хладоагенты 244, 359
Хладоносители 244, 262
Холодильники вихревые 271
Холодильные установки 246
Холодопроизводительность 244

Ц

Цикл Стирлинга 278
Циклон батарейный 532
Цистерны для жидких криопродуктов 285

Ч

Число единиц переноса 144, 205
— — — теплоты 313
— — — схемы тока (движения теплоносителей) 144, 150

Ш

Шероховатость трубопровода 387
Шумовое воздействие ТЭС на окружающую среду 550

Э

Эквивалент расхода воды 369, 385, 396
Эквивалентная длина местных сопротивлений 389

- Эквивалентный диаметр 155
- Экономичность теплонасосных установок 400
- Экономия топлива при теплофикации 344, 347, 349
- Эксергия продуктов разделения воздуха 245
- Экстра-пар 180
- Элеваторы водоструйные 393, 394
- Электроднализ 562
- Электроды сопротивления непрерывного действия 122
- — периодического действия 121
- руднотермические 123
- электрошлакового переплава 129
- Электрофильтры 537
- Энергетическая технология 16
- цепочка 12
- эффективность теплофикации 344
- Энергетические характеристики холодильных установок 247
- Энергетический баланс 16, 34, 118, 276, 292
- каскад 12
- потенциал отходов и продукции 77
- поток 12
- ресурс 15
- Энергоемкость 12
- валового национального продукта 20
- Энергоноситель 15
- Энергоресурсы, имеющиеся в наличии для конечного потребления 16
- Энергосберегающая политика 17
- Энергосбережение 12, 17
- Энерготехнологические агрегаты 87
- Энергоэкономическое здание 13
- Эффективность ребра 151
- теплообменника 144

**УКАЗАТЕЛЬ ТАБЛИЦ
СВОЙСТВ И ХАРАКТЕРИСТИК ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ,
ВОШЕДШИХ ВО 2-е ИЗДАНИЕ СПРАВОЧНОЙ СЕРИИ
«ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА»**

В

- Время осаждения взвешенных в воде частиц кн. 4, табл. 7.12
Вязкость воды в зависимости от давления при различных температурах кн. 2, табл. 1.4.
— гелия He-II в зависимости от температуры при давлении насыщения кн. 2, табл. 4.4
— динамическая некоторых водных растворов (при 20—50 °С) кн. 4, табл. 4.27
— ударная стали углеродистой общего назначения кн. 1, табл. 8.7

Д

- Давление насыщенных паров гелия He-II в зависимости от температуры кн. 2, табл. 4.4
— — — над жидкостями кн. 4, табл. 4.41
Дебаевская температура характеристическая для некоторых твердых веществ кн. 2, табл. 2.4
Диаметр эффективный молекул десяти газов кн. 1, табл. 6.6
Дисперсионные характеристики для семи веществ кн. 1, табл. 6.15
Диэлектрическая проницаемость различных веществ кн. 1, табл. 6.7
Длительная прочность трубчатых образцов из отожженной аустенитной нержавеющей стали
в зависимости от нейтронного облучения при 650 °С кн. 1, табл. 8.50
Дозовые характеристики моноэнергетических нейтронов кн. 1, табл. 11.39
Допускаемые напряжения для сталей аустенитных жаропрочных, жаростойких и коррозионно-
стойких кн. 1, табл. 9.4
— — — — низколегированных и углеродистых кн. 1, табл. 9.2
— — — — хромистых коррозионно-стойких и теплоустойчивых кн. 1, табл. 9.3
— — — — номинальные, выбор для различных сталей кн. 1, табл. 9.9
— — — — для сталей высокоуглеродистых и легированных кн. 1, табл. 9.11
— — — — — марганцовистых и углеродистых кн. 1, табл. 9.10
— — — — — различных для расчетного срока службы $2 \cdot 10^5$ ч кн. 1, табл. 9.12

Ж

- Жаропрочности характеристики легированной стали перлитного класса кн. 1, табл. 8.17
— — — — стали мартенситного класса кн. 1, табл. 8.21

З

- Замедляющие и поглощающие свойства некоторых четырех веществ кн. 1, табл. 6.22

И

- Изоэлектрические точки для некоторых оксидов и гидроксидов металлов кн. 1, табл. 7.37
Ионизационные потенциалы различных атомов и молекул кн. 3, табл. 8.23

К

- Константы диссоциации некоторых кислот и оснований в водных растворах при температуре 298 К кн. 1, табл. 7.17
- -- угольной кислоты по первой ступени при температурах 0—30 °С кн. 4, табл. 9.17
 - обмена ионов водорода на некоторые катионы для отечественных катионитов кн. 1, табл. 7.33
 - скорости окисления металлов кислородом (железо, медь, нержавеющая сталь при температурах 413—923 К) кн. 1, табл. 7.20
 - — электролитической диссоциации и взаимодействия ионов в водных растворах при температуре 298 К кн. 1, табл. 7.21
 - физические фундаментальные кн. 1, табл. 6.23
- Концентрации допустимые смеси радионуклидов в воздухе кн. 1, табл. 11.36
- Концентрационные границы зажигания и температуры самовоспламенения газов и паров в смеси с воздухом и кислородом (при 293 К и 101,3 кПа) кн. 2, табл. 7.18
- Коррозионная стойкость конструкционных металлов и сплавов кн. 1, табл. 8.51
- Коррозионные характеристики алюминия и его сплавов кн. 1, табл. 8.55
- — аустенитных сталей в химически обессоленной воде кн. 1, табл. 8.53
 - — перлитных сталей кн. 1, табл. 8.52
- Коэффициент активности ионов в растворах некоторых электролитов различной молярности при температуре 298 К (средние значения) кн. 1, табл. 7.4
- восстановления, приближенные значения (для некоторых соударяющихся тел) кн. 1, табл. 6.5
 - Генри для водных растворов некоторых газов при температуре 0—100 °С кн. 4, табл. 4.42
 - диффузии для газовых смесей в зависимости от температуры и давления кн. 2, табл. 3.30
 - — и диффузионное число Прандтля для разбавленных растворов при температуре 20 °С кн. 2, табл. 3.31
 - излучения селективных покрытий кн. 3, табл. 8.4
 - ослабления γ -лучей в некоторых средах, линейный кн. 1, табл. 6.17
 - Пельтье для различных металлов кн. 1, табл. 6.11
 - поглощения селективных покрытий кн. 3, табл. 8.4
 - растворимости газов в воде (0—60 °С) кн. 4, табл. 4.43
 - расширения изобарный воды на линии насыщения кн. 2, табл. 1.2
 - — — некоторых жидкостей при температуре 20 °С кн. 2, табл. 1.3
 - сжимаемости изотермический для некоторых жидкостей при нормальных условиях кн. 2, табл. 1.1
 - теплового излучения полного нормального для различных материалов кн. 2, табл. 3.29
 - трения качения, приближенные значения кн. 1, табл. 6.4
 - — покоя и скольжения, приближенные значения кн. 1, табл. 6.3
- Краевой угол смачивания для различных систем твердая фаза — жидкость — воздух кн. 1, табл. 7.26
- — — — — сочетаний жидкость — твердое вещество кн. 2, табл. 1. 17
- Критическая температура и напряженность критического поля при 0 К и 4,2 К для сверхпроводников, нашедших практическое применение кн. 2, табл. 4.1
- — хрупкости металла основного и сварных швов стали 12Х2МФА, облученных нейтронами кн. 1, табл. 8.48
- Критической температуры хрупкости прирост для корпусных сталей, облученных нейтронами кн. 1, табл. 8.46
- точки параметры для различных веществ кн. 2, табл. 2.3

М

- Магнитная восприимчивость газов при нормальных условиях кн. 1, табл. 6.12
- Макроскопические сечения поглощения энергии γ -квантов, испущенных при радиационном

- захвате, отнесенные к плотностям материалов кн. 3, табл. 2.3
Модуль продольной упругости различных сталей в зависимости от температуры кн. 1, табл. 9.5
Насыпная масса адсорбентов, применяемых для осушки воздуха кн. 4, табл. 7.17
— — несплошных стальных загрузок кн. 4, табл. 3.9

П

- Плотность агрегатная золошлаковых материалов кн. 3, табл. 6.36
— искусственных горючих газов кн. 4, табл. 7.3
—, отношение нормальной компоненты плотности к общей плотности, удельная энтропия, удельная теплоемкость при постоянном давлении He-II в зависимости от давления и температуры кн. 2, табл. 4.5
— растворов веществ в зависимости от массовой концентрации (при 20 °C) кн. 4, табл. 4.26
—, теплопроводность, удельная теплоемкость технических материалов кн. 2, табл. 3.7
—, удельная теплоемкость металлов и сплавов кн. 2, табл. 3.8
Поверхностное натяжение воды и насыщенных растворов пяти веществ при температуре 298 К кн. 1, табл. 7.27, 7.28
— — — — некоторых водных растворов в зависимости от концентрации кн. 4, табл. 4.29
— — — жидкостей на границе с насыщенным паром кн. 2, табл. 1. 16
Поверхность молекул пяти веществ кн. 1, табл. 7.30
— удельная шести адсорбентов кн. 1, табл. 7.31
Подвижность ионов предельная в воде при различных температурах кн. 1, табл. 7.11
Показатели пожарной опасности газо- и паровоздушных смесей кн. 1, табл. 11.11
— — — горючих пылей кн. 1, табл. 11.12
Показатель адиабаты, критическое отношение давления и индивидуальная газовая постоянная для некоторых распыливающих сред (воздух, водяной пар, природный газ) кн. 2, табл. 7.25
— изоэнтропы газов по молекулярно-кинетической теории кн. 2, табл. 2.6
— преломления абсолютный кн. 1, табл. 6.13, 6.14
— — для различных газов при нормальных условиях кн. 2, с. 465
Потенциал ионизации некоторых элементов и ионов кн. 1, табл. 6.9
Предел текучести стали низколегированной в зависимости от температуры кн. 1, табл. 8.15
— — — углеродистой для котлов и сосудов, работающих под давлением, в зависимости от температуры кн. 1, табл. 8.13
Предельно допустимые концентрации (ПДК) некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений кн. 1, табл. 11.4
Произведение активностей некоторых неорганических веществ в воде при температуре 198 К кн. 1, табл. 7.15
Прочность соединения слоев биметалла в зависимости от температуры испытаний кн. 1, табл. 8.43

Р

- Радиолиза воды характеристики скорости кн. 1, табл. 7.23
Растворимость некоторых газов в воде при температурах 272—373 К кн. 1, табл. 7.14

С

- Свойства гелия ^4He на λ -линии кн. 2, табл. 4.2
— — He-II в зависимости от давления и температуры кн. 2, табл. 4.5
— жидких топлив для ГТУ кн. 3, табл. 4.6
— защитных бетонов АЭС кн. 1, табл. 8.64
— мазутов (средние показатели качества по районам СССР) кн. 2, табл. 7.5

Свойства механические алюминиевых сплавов кн. 1, табл. 8.33

— — биметаллических труб кн. 1, табл. 8.42

— — латуней кн. 1, табл. 8.37

— — магниевых сплавов кн. 1, табл. 8.34

— — металла сварных соединений стали 12Х2МФА в зависимости от нейтронного облучения кн. 1, табл. 8.49

— — оловянистых бронз кн. 1, табл. 8.38

— — сплава Zr — 2,5 % Nb, облученного нейтронами кн. 1, табл. 8.44

— — сплавов на железоникелевой и никелевой основе при повышенных температурах кн. 1, табл. 8.27

— — на основе циркония кн. 1, табл. 8.35

— — сталей двухслойных, изготовленных пакетной прокаткой кн. 1, табл. 8.40

— — — различных в зависимости от твердости по Бринеллю кн. 1, табл. 8.93, 8. 94

— — — 12Х2МФА и 25Х2МФА в состоянии закалки и высокого отпуска в зависимости от нейтронного облучения кн. 1, табл. 8.47

— — стали аустенитного класса кн. 1, табл. 8.22

— — — аустенитной нержавеющей в зависимости от нейтронного облучения кн. 1, табл. 8.45

— — — легированной перлитного класса кн. 1, табл. 8.16

— — — при испытании на твердость шаром $D=10$ мм (нагрузка, твердость, предел текучести) кн. 1, табл. 8.91

— — — мартенситного и мартенситно-ферритного классов кн. 1, табл. 8.19

— — — низколегированной кн. 1, табл. 8.14

— — —, плакированной взрывом, в зависимости от термообработки и температуры испытаний кн. 1, табл. 8.41

— — — углеродистой для котлов и сосудов, работающих под давлением, в состоянии поставки кн. 1, табл. 8.11

— — — — качественной конструкционной 2-й категории кн. 1, табл. 8.10

— — — — общего назначения кн. 1, табл. 8.5

— — — ферритного, аустенитно-мартенситного и аустенитно-ферритного классов кн. 1, табл. 8.24

— — титановых сплавов кн. 1, табл. 8.36

— — чугунов высокопрочных, ковких, серых кн. 1, табл. 8.30, 8.31, 8.29

— огнеупорных волокнистых легковесов и зернистых засыпок кн. 1, табл. 8.61

— природного газа (средняя характеристика некоторых газопроводов СССР) кн. 2, табл. 7.6

— продуктов сгорания донецкого угля марки АШ в воздухе с присадкой K_2CO_3 (сухой) в количестве, обеспечивающем 1 % (масс.) калия кн. 3, табл. 8.26

— — — природного газа в воздухе с присадкой K_2CO_3 (сухой) в количестве, обеспечивающем 1 % (масс.) калия кн. 3, табл. 8.25

— теплоизоляционных материалов и изделий кн. 1, табл. 8.65

— теплофизические воды при атмосферном давлении и на линии насыщения кн. 2, табл. 3.14

— — водяного пара на линии насыщения кн. 2, табл. 3.15

— — воздуха сухого при 0,0981 МПа кн. 2, табл. 3.16

— — гелия He-I на линии фазового равновесия жидкость — пар кн. 2, табл. 4.9

— — жидких металлов кн. 2, табл. 3.18

— — масла МК кн. 2, табл. 3.17

— — холодильных агентов кн. 4, табл. 5.9

— термодинамические абсорбентов и рабочих тел холодильных установок кн. 4, табл. 5.16

— — азота в состоянии насыщения кн. 2, табл. 2.15

— — аммиака в состоянии насыщения кн. 2, табл. 2.17

— — воды и водяного пара в однофазной области кн. 2, табл. 2.10

— — — — — в состоянии насыщения кн. 2, табл. 2.9

— — — — — воздуха в однофазной области кн. 2, табл. 2.13

— — — — — в состоянии насыщения кн. 2, табл. 2. 12

— — ионов и молекул в водном растворе кн. 1, табл. 7.2

Свойства термодинамические фреона-12 в состоянии насыщения кн. 2, табл. 2.16

- — CO_2 в состоянии насыщения кн. 2, табл. 2.14
- — ^4He на линии фазового равновесия жидкость — пар между λ -точкой и критической точкой кн. 2, табл. 4.7, 4.8
- — ^4He , соответствующие λ -линии кн. 2, табл. 4.2
- физико-механические герметиков кн. 1, табл. 8.71
- — графитопластов кн. 1, табл. 8.66
- — керамических материалов кн. 1, табл. 8.58
- — огнеупорных бетонов кн. 1, табл. 8.62
- — изделий кн. 1, табл. 8.59, 8.60
- — покрытий и набивных масс кн. 1, табл. 8.63
- — пластических масс кн. 1, табл. 8.67
- — резин (плотность и предел прочности) кн. 1, табл. 8.68
- — смазок кн. 1, табл. 8.77, 8.78
- — стекол, ситаллов и плавленных камней кн. 1, табл. 8.57
- физические водного раствора хлористого кальция кн. 4, табл. 5.11
- — — — — натрия кн. 4, табл. 5.10
- — водных растворов пропиленгликоля кн. 4, табл. 5.12
- — — — — этиленгликоля кн. 4, табл. 5.13
- — гелия He-II на линии насыщения кн. 2, табл. 4.4
- — сталей кн. 1, табл. 8.28
- — цветных металлов кн. 1, табл. 8.32
- электрические тройных полупроводниковых соединений — материалов для солнечных ФЭП кн. 3, табл. 8.8

Сечения взаимодействия с γ -квантами, отнесенные к плотностям материалов кн. 3, табл. 2.5

- поглощения энергии γ -квантов макроскопические, отнесенные к плотностям материалов кн. 3, табл. 2.3
- , рассеяния, деления некоторых ядер и замедлителей при энергии $E_n = 0,0253$ эВ кн. 1, табл. 6.19
- рассеяния транспортные электронов в интервале температур 2 000—3 000 К кн. 3, табл. 8.24

Совместимость двуокиси урана с различными материалами кн. 2, табл. 2.1

Сопротивление срезу соединения слоев биметалла в зависимости от температуры испытания кн. 1, табл. 8.43

Состав воздуха сухого кн. 4, табл. 5.34

- горючих газов кн. 4, табл. 2.8
- гранулометрический осредненный шлака и смеси золы и шлака различных твердых топлив кн. 3, табл. 6.35
- защитных бетонов АЭС кн. 1, табл. 8.64
- искусственных горючих газов кн. 4, табл. 7.3
- пара из различных геотермальных месторождений кн. 3, табл. 8.9
- примесей для некоторых источников водоснабжения ориентировочный кн. 3, табл. 7.1
- равновесный жидкости и пара и температура кипения бинарных смесей при 0,1013 МПа кн. 4, табл. 4.44
- химический алюминиевых сплавов кн. 1, табл. 8.33
- — латуней кн. 1, табл. 8.37
- — магниевых сплавов кн. 1, табл. 8.34
- — оловянистых бронз кн. 1, табл. 8.38
- — стали углеродистой общего назначения кн. 1, табл. 8.6
- — титановых сплавов после отжига кн. 1, табл. 8.36

Статистические веса различных атомов и молекул кн. 3, табл. 8.23

Степень диссоциации водяного пара кн. 2, табл. 7.15

диоксида углерода кн. 2, табл. 7.14

Т

- Температура в конце активного горения для некоторых топлив кн. 3, табл. 1.20
- воспламенения и самовоспламенения горючих твердых веществ кн. 1, табл. 11.13
 - — некоторых твердых топлив в виде кусков в воздухе при атмосферном давлении кн. 2, табл. 7.16
 - давление, соответствующие кривой затвердевания ^4He кн. 2, табл. 4.3
 - замерзания водных растворов четырех веществ в зависимости от массовой концентрации кн. 1, табл. 7.5
 - кипения бинарных смесей при 0,1013 МПа кн. 4, табл. 4.44
 - самовоспламенения газов и паров в смеси с воздухом и кислородом при 293 К и 101,3 кПа кн. 2, табл. 7.18
 - точки росы для адсорбентов, применяемых для осушки воздуха кн. 4, табл. 7.17
- Температуры в точках максимумов изобарной теплоемкости кн. 2, табл. 2.5
- насыщения и предельного перегрева некоторых жидкостей при атмосферном давлении кн. 2, табл. 3.26
 - — самонагревания и тления твердых веществ и осевших пылей (аэрогелей) кн. 1, табл. 11.14
- Теплоемкость газов по молекулярно-кинетической теории кн. 2, табл. 2.6
- — изобарная воды и водяного пара кн. 2, табл. 2.11
 - удельная массовая сухих веществ кн. 4, табл. 4.28
 - — металлов и сплавов кн. 2, табл. 3.8
 - — — технических материалов кн. 2, табл. 3.7
- Теплопроводность газов и паров кн. 2, табл. 3.2
- жидкостей кн. 2, табл. 3.3
 - компаундов теплопроводных кн. 2, табл. 6.5
 - сплавов кн. 2, табл. 3.6
 - сталей кн. 2, табл. 3.5
 - технических материалов кн. 2, табл. 3.7
 - чистых металлов в твердом состоянии при различных температурах кн. 2, табл. 3.4
 - эффективная волокнистых, зернистых и пористых материалов в вакууме при температурах граничных поверхностей 293 и 90 К кн. 4, табл. 5.25
 - — несплошных стальных загрузок кн. 4, табл. 3.9
 - — экранно-вакуумной изоляции при различной толщине слоя (температура граничных поверхностей 293 и 90 К, давление — ниже 10^{-2} Па) кн. 4, табл. 5.26
- Теплота растворения интегральная некоторых веществ кн. 1, табл. 7.6
- сгорания горючих газов кн. 4, табл. 2.8, 7.3
- Термическое сопротивление замкнутых воздушных прослоек кн. 4, табл. 7.24
- — контакта различных пар соприкасающихся материалов кн. 2, табл. 6.7
 - — различных загрязнений на стенках теплообменников, ориентировочные значения кн. 4, табл. 4.1
- Термодинамические функции для простых веществ и соединений кн. 1, табл. 7.1
- Термоэлектродвижущая сила удельная для некоторых металлов и сплавов по отношению к Рв кн. 1, табл. 6.10

Х

- Характеристика адсорбентов, применяемых для осушки воздуха кн. 4, табл. 7.17
- — золы уноса некоторых топлив для расчета золоуловителей кн. 4, табл. 9.3
 - индивидуальных газов, входящих в состав газового топлива кн. 2, табл. 7.7
 - ионообменных материалов кн. 3, табл. 7.19
 - материалов чистых эмиттеров кн. 3, табл. 8.19
 - полупроводниковых термоэлектрических материалов кн. 3, табл. 8.16

Характеристика пыли основных энергетических топлив кн. 3, табл. 1.5

— тканей фильтровальных ФПП и ФПА кн. 4, табл. 9.14

— товарного азота кн. 4, табл. 5.37

— — газообразного и жидкого аргона кн. 4, табл. 5.38

— — — кислорода кн. 4, табл. 5.35

— — жидкого кислорода кн. 4, табл. 5.36

— — криптона и криптоно-ксеноновой смеси кн. 4, табл. 5.39

— — ксенона кн. 4, табл. 5.40

— товарных топочных мазутов кн. 3, табл. 2.6

— шлакующих свойств основных топлив кн. 2, табл. 7.4

Характеристики грунтовок кн. 1, табл. 8.73

— источников ионизирующих излучений кн. 1, табл. 11.45

— коммутационных материалов кн. 3, табл. 8.17

— лакокрасочных материалов кн. 1, табл. 8.74

— синтетических клеев кн. 1, табл. 8.72

— смазок кн. 1, табл. 8.77, 8.78

— смазочных масел кн. 1, табл. 8.76

— твердого топлива основных месторождений СССР (состав, теплота сгорания, размолоспособность и др.) кн. 2, табл. 7.3

— тканей фильтровальных кн. 1, табл. 8.79

— шпатлевок кн. 1, табл. 8.75

Ч

Число Прандтля диффузионное для разбавленных растворов кн. 2, табл. 3.31

Ш

Шероховатость абсолютная эквивалентная для труб из разных материалов кн. 2, табл. 1.5

Э

Эксергия продуктов разделения воздуха кн. 4, табл. 5.3

Электрическая проводимость удельная для воды, перегнанной в вакууме кн. 1, табл. 7.1

Электрическое сопротивление компаундов теплопроводных кн. 2, табл. 6.5

— — некоторых веществ (металлов и изоляторов) кн. 1, табл. 6.8

Электрофоретическая подвижность продуктов коррозии и фильтрующих материалов кн. 1, табл. 7.35

Эмиссионные характеристики карбидов кн. 3, табл. 8.20

Энерговыделение при поглощении нейтрона различными ядрами кн. 3, табл. 2.4

Энтальпия газов при давлении 0,1013 МПа в зависимости от температуры кн. 3, табл. 7.9

Эффект Джоуля—Томсона интегральный для воздуха кн. 2, табл. 6.6

Эффективные работы выхода тугоплавких металлов в парах цезия кн. 3, табл. 8.21

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие ко второму изданию справочной серии «Теплоэнергетика и теплотехника»	7
Предисловие	8

Раздел первый

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

1.1. Основные термины и определения	12
1.2. Общие проблемы энергосбережения на современном этапе и в перспективе	17
1.3. Энергосбережение в топливно-энергетическом комплексе	21
1.3.1. Основные направления энергосбережения	21
1.3.2. Электроэнергетика	24
1.3.3. Газовая промышленность	26
1.3.4. Угольная промышленность	27
1.3.5. Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	27
1.4. Энергосбережение в других отраслях промышленности	27
1.4.1. Общая характеристика	27
1.4.2. Машиностроительный комплекс	29
1.4.3. Черная металлургия	30
1.4.4. Цветная металлургия	31
1.4.5. Химия и нефтехимия	31
1.4.6. Производство минеральных удобрений	32
1.4.7. Промышленность строительных материалов	32
1.4.8. Лесная, целлюлозно-бумажная и деревообрабатывающая промышленность	33
1.4.9. Легкая промышленность	34
1.4.10. Межотраслевые проблемы энергосбережения в промышленности	34
1.4.11. Топливо-энергетический баланс промышленных предприятий	34
1.5. Энергосбережение на транспорте	37
1.6. Энергосбережение в агропромышленном комплексе	38
1.6.1. Сельское хозяйство	38
1.6.2. Пищевая промышленность	39
1.7. Энергосбережение в коммунально-бытовом хозяйстве	39
1.8. Роль фундаментальных научных исследований в решении проблем энергосбережения	40
Список литературы	41

Раздел второй

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

2.1. Технологические и теплотехнические схемы высокотемпературных установок	42
---	----

2.1.1. Основные определения и классификация теплотехнических процессов	42
2.1.2. Структурные схемы теплотехнологических реакторов. Источники энергии теплотехнологии	46
2.1.3. Тепловые схемы высокотемпературных теплотехнологических установок	48
2.1.4. Теплотехнические принципы организации технологических процессов и схемы камер основной технологической обработки	51
2.2. Методические основы реализации энергосберегающих теплотехнологических установок	52
2.2.1. Энергоемкость и качество энергоиспользования в промышленной теплотехнологии	52
2.2.2. Требования к высокотемпературным теплотехнологическим установкам	53
2.3. Критерии оценки совершенства теплотехнологических установок	55
2.3.1. Энергетические критерии оценки тепловых схем установок при регенеративном теплоиспользовании	55
2.3.2. Энергетические критерии оценки тепловых схем установок при внешнем теплоиспользовании	56
2.3.3. Энергоэкономические и экономические критерии оценки тепловых схем	58
2.4. Источники энергии теплотехнологии и критерии оценки их эффективности	60
2.4.1. Предпосылки эффективного использования топливно-кислородного и топливно-электрического источников энергии	60
2.4.2. Энергоэкономические критерии оценки эффективности топливно-кислородного источника энергии	60
2.4.3. Экономические и энергоэкономические критерии оценки эффективности электрического и топливно-электрического источников энергии	61
2.5. Критерии эффективности и оптимизация теплотехнических принципов и конструктивных схем	62
2.5.1. Общие и частные критерии оценки совершенства теплотехнических принципов и конструктивных схем	62
2.5.2. Энергоэкономическая оптимизация удельной производитель-	

ности технологической камеры при топливно-воздушном источнике энергии	64
2.5.3. Комбинирование теплотехнических принципов	66
2.6. Расчет основных геометрических характеристик реактора теплотехнологических установок	67
2.6.1. Расчет камер основной технологической обработки при использовании теплотехнического принципа излучающего факела	67
2.6.2. Расчет зоны реактора, занятой материалом, при использовании теплотехнического принципа плотного слоя	73
2.6.3. Расчет зоны реактора, занятой материалом, при использовании теплотехнического принципа кипящего слоя	74
2.6.4. Расчет камеры основной тепловой обработки при использовании теплотехнического принципа взвешенного слоя	75
2.7. Установки и элементы регенеративного и внешнего энергетического использования отходящих газов	76
2.7.1. Классификация энергетических и материальных отходов. Направления и эффективность их использования	76
2.7.2. Установки для регенеративного использования теплоты отходящих газов	80
2.7.3. Котлы-утилизаторы и элементы энерготехнологических агрегатов	87
2.7.4. Установки для использования избыточного давления энергоносителей	87
2.7.5. Использование горючих газов от технологических агрегатов	96
2.7.6. Устройства для очистки поверхностей нагрева	98
2.8. Использование теплоты технологической продукции и отходов, элементов ограждения и низкотемпературных ВЭР	99
2.8.1. Использование физической теплоты технологической продукции	99
2.8.2. Использование теплоты отвалных шлаков	100
2.8.3. Использование теплоты, излучаемой печами	101
2.8.4. Использование теплоты от охлаждаемых элементов промышленных печей	101
2.9. Конструкции и методы расчета ограждений высокотемпературных теплотехнологических установок	103
2.9.1. Характеристика ограждений и огнеупоров и рекомендации по их выбору	103
2.9.2. Расчет ограждений	106
Список литературы	112

Раздел третий

ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

3.1. Основные положения	114
3.1.1. Классификация и основные характеристики	114
3.1.2. ЭТУ как теплотехнологическая установка	116
3.1.3. Энергетический баланс и энергетические характеристики	118
3.2. Конструкции и основные параметры ЭТУ	120
3.2.1. Электрические печи сопротивления	120
3.2.2. Электрические дуговые печи	123
3.2.3. Индукционные печи и установки	124
3.2.4. Специальные ЭТУ	129
3.3. Экономия энергии в ЭТУ	130
3.3.1. Основные направления разработки ЭТУ с улучшенными энергетическими характеристиками	130
3.3.2. Рациональная эксплуатация ЭТУ	131
3.3.3. Использование энергетических потерь	132
3.4. Специфика условий работы материалов в ЭТУ	134
3.4.1. Теплопроводность несплошных загрузок	134
3.4.2. Рекомендации по применению футеровочных материалов в ЭТУ	134
3.5. Основные характеристики серийно выпускаемых ЭТУ	136
Список литературы	140

Раздел четвертый

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ТЕПЛО- И МАССООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И УСТАНОВКИ

4.1. Теплообменные аппараты	142
4.1.1. Классификация теплообменных аппаратов	142
4.1.2. Расчет рекуперативных теплообменных аппаратов	142
4.1.3. Тепловой расчет ребристых теплообменников	151
4.1.4. Тепловой расчет регенеративных теплообменников	152
4.1.5. Расчет смешительных газожидкостных теплообменников	153
4.1.6. Кожухотрубчатые теплообменные аппараты	155
4.1.7. Спиральные теплообменники	164
4.1.8. Пластинчатые теплообменники	166
4.1.9. Теплообменные аппараты «труба в трубе»	169
4.1.10. Оросительные трубчатые теплообменники	169
4.1.11. Змеевиковые теплообменники	170
4.1.12. Эмалированные теплообменники	171

4.1.13. Теплообменные аппараты воздушного охлаждения	172	5.1.2. Классификация холодильных и криогенных установок	242
4.1.14. Теплообменники из углеродистых материалов	173	5.1.3. Обобщенные и частные характеристики холодильных и криогенных установок	244
4.1.15. Конденсатоотводчики	176	5.2. Холодильные установки	246
4.2. Выпарные установки	177	5.2.1. Парокомпрессионные установки	246
4.2.1. Технологические свойства растворов	177	5.2.2. Хладагенты парокомпрессионных установок и хладоносители	259
4.2.2. Технические способы выпаривания растворов	180	5.2.3. Абсорбционные установки	263
4.2.3. Выпарные аппараты	180	5.2.4. Струйные установки	266
4.2.4. Пленочные выпарные аппараты и испарители	186	5.2.5. Газовые (воздушные) установки	271
4.2.5. Сепарация пара	190	5.2.6. Термоэлектрические установки	273
4.2.6. Барометрические конденсаторы	192	5.3. Криорефрижераторы и ожижители газов	275
4.2.7. Циркуляционные насосы	192	5.3.1. Криорефрижераторы со стационарными потоками	275
4.2.8. Тепловой расчет выпарной установки	193	5.3.2. Криорефрижераторы с нестационарными потоками	278
4.2.9. Адиабатные выпарные установки	195	5.3.3. Ожижители газов	279
4.2.10. Выпарные аппараты с погружными горелками	196	5.3.4. Низкотемпературная теплоизоляция	281
4.3. Перегонные и ректификационные установки	198	5.3.5. Хранение и транспорт конденсированных криоагентов	284
4.3.1. Назначение и классификация перегонных и ректификационных установок	198	5.4. Установки разделения газовых смесей	290
4.3.2. Равновесие фаз в процессах перегонки и ректификации	200	5.4.1. Низкотемпературные методы разделения газовых смесей	290
4.3.3. Расчет ректификационных колонн	206	5.4.2. Воздухоразделительные установки	291
4.3.4. Основные типы ректификационных колонн и их элементов	208	5.4.3. Установки выделения и очистки водорода и гелия	310
4.3.5. Расчет гидравлического сопротивления тарелок	211	5.5. Теплообменные аппараты низкотемпературных систем и установок	310
4.4. Сушильные установки	211	5.5.1. Особенности использования теплообменных аппаратов в низкотемпературных установках и системах	310
4.4.1. Классификация сушимых материалов, сушильных установок и сушильных агентов	211	5.5.2. Области применения и классификация теплообменных аппаратов низкотемпературной техники	311
4.4.2. Методы расчета статистики конвективной сушки	214	5.5.3. Показатели качества теплообменных аппаратов	312
4.4.3. Методы расчета кинетики сушки	216	5.5.4. Особенности расчета теплопередачи и гидравлического сопротивления в теплообменных аппаратах низкотемпературной техники	316
4.4.4. Сушка жидкотекучих материалов	219	5.5.5. Рекуперативные теплообменные аппараты криогенных установок	318
4.4.5. Проектирование сушильных камер	223	5.5.6. Регенеративные теплообменные аппараты криогенных установок	327
4.4.6. Сушка твердых дисперсных материалов	226	5.5.7. Конденсаторы и испарители холодильных установок	329
4.4.7. Сушка гибких ленточных материалов	236	5.6. Машинное оборудование низкотемпературных установок	333
Список литературы	240	5.6.1. Компрессоры	333
		5.6.2. Детандеры	337
		5.6.3. Насосы для жидких криоагентов	338
		Список литературы	341

Раздел пятый

ХОЛОДИЛЬНЫЕ И КРИОГЕННЫЕ УСТАНОВКИ

5.1. Общие характеристики и классификация холодильных и криогенных установок	242
5.1.1. Области применения и методы получения низких температур	242

Раздел шестой

ТЕПЛОФИКАЦИЯ И ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

6.1. Энергетическая эффективность теплофикации	344
6.1.1. Определение расхода топлива на комбинированную выработку электроэнергии на паротурбинных ТЭЦ	344
6.1.2. Определение расхода топлива на конденсационную выработку электрической энергии на паротурбинных КЭС	347
6.1.3. Определение абсолютной экономии топлива при теплофикации от паротурбинных ТЭЦ	347
6.1.4. Определение удельной экономии топлива при теплофикации	349
6.1.5. Определение удельной экономии топлива от использования вторичных энергоресурсов	350
6.1.6. Выбор коэффициента теплофикации	350
6.2. Тепловое потребление	351
6.2.1. Расход теплоты на отопление и вентиляцию	351
6.2.2. Расход теплоты на горячее водоснабжение	357
6.3. Системы теплоснабжения	359
6.3.1. Водяные системы	359
6.3.2. Паровые системы	365
6.3.3. Схемы тепловых сетей	367
6.4. Режимы отпуска теплоты и методы регулирования тепловой нагрузки	369
6.4.1. Параметры регулирования	369
6.4.2. Тепловые характеристики оборудования подстанций и абонентских установок	370
6.4.3. Регулирование отпуска теплоты на отопление	372
6.4.4. Регулирование разнородной тепловой нагрузки	375
6.4.5. Центральное регулирование закрытых систем теплоснабжения по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения	379
6.4.6. Центральное регулирование открытых двухтрубных систем теплоснабжения по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения	381
6.4.7. Центральное регулирование отпуска теплоты в системах теплоснабжения с одноструйной транзитной магистралью и двухтрубной распределительной сетью	385
6.5. Гидравлический расчет тепловых сетей	386
6.5.1. Сводка формул для гидравлического расчета	386
6.5.2. Пьезометрический график	391
6.6. Гидравлический режим тепловых сетей	391
6.6.1. Характеристики участков сети	391
6.6.2. Гидравлические характерис-	

тики насосов и сетей	392
6.6.3. Водоструйные элеваторы	393
6.7. Районные котельные	394
6.7.1. Назначение и режим работы	394
6.7.2. Водогрейные котлы	397
6.8. Теплонасосные установки	399
6.8.1. Основные понятия	399
6.8.2. Определение энергозатрат	400
6.8.3. Применение теплонасосных установок в системах теплоснабжения	400
Список литературы	402

Раздел седьмой

СИСТЕМЫ ТЕПЛОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. Состав систем теплоэнергоснабжения	403
7.2. Системы пароснабжения	405
7.2.1. Назначение, состав и схемы пароснабжения	405
7.2.2. Парогенерирующие установки и станции	406
7.2.3. Паровые сети	410
7.2.4. Установки и сооружения для сбора и возврата конденсата технологического пара	412
7.3. Системы газоснабжения	413
7.3.1. Назначение, состав и схемы газоснабжения	413
7.3.2. Устройства и сооружения систем газоснабжения	417
7.4. Системы технического водоснабжения	420
7.4.1. Назначение, состав и схемы технического водоснабжения	420
7.4.2. Потребление воды на технические нужды	423
7.4.3. Охлаждающие устройства в оборотных системах водоснабжения	424
7.4.4. Сооружения для очистки загрязненных стоков в оборотных системах водоснабжения	428
7.5. Системы воздушоснабжения	433
7.6. Системы обеспечения продуктами разделения воздуха	436
7.7. Системы кондиционирования воздуха	440
7.7.1. Основные определения и классификация систем кондиционирования	440
7.7.2. Термовлажностный баланс помещений	440
7.7.3. Центральные и местные кондиционеры	446
Список литературы	449

Раздел восьмой

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ

8.1. Назначение, цели создания и основные понятия АСУ ТП	451
--	-----

8.1.1. Автоматизированные системы управления промышленным производством и их виды	451	9.2.1. Характеристики пылегазового потока и общие соотношения для степени улавливания	530
8.1.2. Технологический объект управления, критерии качества управления и ограничения	453	9.2.2. Гравитационное осаждение	532
8.1.3. Функции АСУ ТП	454	9.2.3. Инерционные пылеуловители	532
8.1.4. Разновидности АСУ ТП	455	9.2.4. Мокрые золоуловители	534
8.1.5. Применение ЭВМ в АСУ ТП	459	9.2.5. Электрофильтры	537
8.1.6. Взаимодействие человека-оператора с техническими средствами АСУ ТП	464	9.2.6. Тканевые пылеуловители	542
8.2. Состав АСУ ТП	470	9.3. Снижение выбросов оксидов серы и азота	543
8.3. Стадии создания АСУ ТП	476	9.3.1. Удаление серы из топлива до поступления его в топочное устройство	543
8.4. Теоретические основы автоматического управления	480	9.3.2. Очистка продуктов сгорания от сернистых соединений	543
8.4.1. Автоматические системы управления и регулирования	480	9.3.3. Подавление образования оксидов азота	544
8.4.2. Математическое описание динамических систем	481	9.3.4. Очистка уходящих газов от оксидов азота	545
8.4.3. Типовые алгоритмы регулирования	488	9.4. Газоочистка на АЭС	546
8.4.4. Устойчивость и способы оценки запаса устойчивости автоматических систем регулирования	490	9.5. Рассеивание выбросов в атмосфере	547
8.4.5. Синтез оптимальных систем регулирования	494	9.6. Контроль состояния воздушного бассейна	548
8.4.6. Оптимизация статических режимов работы объектов управления	502	9.6.1. Задачи организации контроля воздушного бассейна	548
8.4.7. Оптимизация динамических режимов работы объектов управления	503	9.6.2. Методы измерения концентраций вредных веществ в уходящих газах и атмосферном воздухе	549
8.5. Тепловые объекты управления	505	9.7. Шумовое воздействие ТЭС на окружающую среду	550
8.5.1. Особенности тепловых объектов управления	505	9.8. Загрязнение водных бассейнов производственными сточными водами	552
8.5.2. Экспериментальное определение характеристик тепловых объектов управления	507	9.9. Сточные воды ТЭС и методы их очистки	555
8.5.3. Аналитическое описание тепловых объектов управления	509	9.9.1. Вода, охлаждающая конденсаторы	555
8.6. Технические средства систем управления	509	9.9.2. Вода гидравлического удаления золы и шлака	556
8.6.1. Структура технических средств	509	9.9.3. Сточные воды химических цехов ТЭС	556
8.6.2. Средства локального контроля и регулирования	510	9.9.4. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами	556
8.6.3. Электрические исполнительные механизмы	526	9.9.5. Обмывочные воды	556
Список литературы	527	9.9.6. Воды от химических промыслов	558
		9.10. Очистка радиоактивно загрязненных вод	558
		9.10.1. Общая характеристика радиоактивных стоков на АЭС	558
		9.10.2. Очистка вод низкого и среднего уровней радиоактивности	559
		Список литературы	564
		Предметный указатель	566
		Указатель таблиц, содержащих свойства и характеристики веществ и материалов, вошедших в справочную серию «Теплоэнергетика и теплотехника»	573

Раздел девятый

ЭНЕРГЕТИКА И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. Выбросы ТЭС и промышленных предприятий в атмосферу	529
9.2. Пылезолоулавливание	530

**СПИСОК ОПЕЧАТОК В КНИГЕ 3 «ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
СТАНЦИИ» ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 1989 г.**

Страница	Колонка	Строка	Напечатано	Следует читать
30	подпись к рис. 1.19		2 --- труба сушилки	2 — труба-сушилка
45	левая	ф-ла (1.16)	$\xi_{исп} \left(\alpha_k + \frac{\pi d}{2S_2\varphi} + \alpha_n \right)$	$\xi_{исп} \left(\alpha_k \frac{\pi d}{2S_2\varphi} + \alpha_n \right)$
79	табл. 1.46, 5-я графа	2-я сверху	питательной воды	питательной водой
94	правая	14-я снизу	$\frac{\partial K_{эф}}{\partial K_{эф} \partial \varphi}$	$\frac{\partial K_{эф}}{K_{эф} \partial \varphi}$
103	правая	ф-ла (2.5)	1 % атомного содержания выгорания	1 % выгорания
104	левая	3-я снизу		
167	левая	28-я снизу	[32]	[36]
171	левая	7-я снизу	п. 1.6.5	\$ 1.7
173	левая	16-я и 20-я сверху	п. 1.6.5	\$ 1.7
173	левая	12-я снизу	в п. 1.6.1 и в кн. 2	в кн. 2
173	правая	25-я снизу	п. 2.3.5	кн. 2, разд. 1
174	левая	13-я сверху	п. 1.6.3	п. 1.6.2
178	левая	28-я и 32-я сверху	п. 1.6.4	п. 1.6.3
200	табл. 3.5, графа 13	8-я снизу	1P + 15	14 + 1P + 1
201	табл. 3.5, графа 15	9-я снизу	7 + 111 + 5	7 + 1P + 5
211	табл. 3.8	головка	$\alpha_1 - \beta_2, \alpha_0 - \beta_1, \alpha_y - \beta_y$	$\alpha_1(\beta_2), \alpha_0(\beta_1), \alpha_y(\beta_y)$
213	правая	ф-ла (3.7)	$0,2 \frac{\Delta_{кр}}{d}$	$0,2 \frac{\Delta_{кр}}{a_2}$
213	правая	22-я снизу	$\arcsin d_2 / l_2$	$\arcsin a_2 / l_2$
222	левая	10-я сверху	перед отсеком и	перед отсеком p_0 и
230	правая	6-я снизу	$D_{n(r)}$	$D_{n(r)}$
247	левая	ф-ла (3.70)	$\frac{Q}{K + \delta t_{ср}}$	$\frac{Q}{K \delta t_{ср}}$
263	табл. 3.15, 8-я графа	1-я снизу	МБ-240	М-240
272	табл. 3.19, 1-я графа	2-я сверху	ОБ-150-3А	ОВ-150-3А
281	табл. 3.23, 4-я графа	головка	БД-120-1	БД-120-1 (2)
299	табл. 3.32, 5-я графа	12-я снизу	13/69/17,72	13,69/17,72
307	левая	28-я снизу	$\Delta p_{Д1}$	$p_{Д1}$
309	правая	ф-ла (3.87)	$\eta_{э}^{III}$	$\eta_{э}^{III}$
341	правая	11-я снизу	кВт/(кг·К)	кВт/(м ² ·К)
341	правая	17-я снизу	$h_{в2} =$	$T_{в2} =$
346	рис. 4.13	ось ординат и 3-я снизу	$n_{ТВД}$	$n_{ТНД}$
354	табл. 4.6, графа 1	11-я снизу	Содержание металлов:	Содержание металлов,
363	левая	18-я сверху	C_{2n}	мг/кг:
393	правая	ф-ла (5.123)	$(\eta_{в.л} = 0,9 \div 0,95)$	C_{2r}
397	левая	ф-ла (5.135)	$\bar{G}_{пр} = G_{пр1}$	Относится к ф-ле (5.122)
423	подпись под рисунком	4-я снизу	ГрЩУ	$\bar{G}_{пр2} = \bar{G}_{пр1} \dots$
468	правая	6-я снизу	запроную	ГЩУ
504	табл. 7.18, 2-я графа	3-я сверху	ПО КН	запроную
507	табл. 7.20, 1-я графа	1-я сверху	-О6Na	ПО КК
510	правая	26-я снизу	электроблока	-0,6Na
				энергблока

Страница	Колонка	Строка	Напечатано	Следует читать
511	правая	6-я сверху	АЭС и РБМК	АЭС с РБМК
511	табл. 7.23, примечание	3-я снизу	знаменателе	числителя
511	то же	2-я снизу	числителя	знаменателе
515	подпись к рис. 7.7	1-я снизу	12 — насос-намывка	12 — насос намыва
527	табл. 8.2, 9-я графа	6-я снизу	1,60	1,00
540	левая	ф-ла (8.18)	$\frac{kT}{e} \ln \left(\frac{I_{св} - I_n}{I_{нас}} + 1 \right)$	$kT \ln \left(\frac{I_{св}}{I_{нас}} + 1 \right)$
544	табл. 8.9, 1-я графа	3-я и 6-я сверху	%	мольн. %
547	табл. 8.12, 5-я графа	7-я сверху	50	55
551	табл. 8.13, 3-я графа	головка	ИОД-0А	МОД-0А
553	табл. 8.14, 1-я графа	1-я сверху	М Р5	М30Р5
556	левая	4-я снизу	$\frac{m}{m+1}$ 1 + ...	$\eta_k \frac{m}{m+1}$ 1 + ...
563	левая	23-я сверху	Исчисляются	Исследуются
564	табл. 8.24, 3-я графа	1-я снизу	02	O ₂
566	табл. 8.26, название	2-я сверху	кДж/кг	Дж/кг
567	правая	17-я снизу	оказывает	оказывается
570	правая	17-я снизу	разгона	разгона
571	табл. 8.28, 7-я графа	головка	число Маха (вдох)	число Маха (вход)
574	левая	11-я сверху	+0,018	+0,018 МэВ
574	правая	15-я сверху	$^{209}_{82}\text{Pb} + {}^1_0\text{p} \rightarrow ^{207}_{82}\text{Pb} + {}^1_0\text{p} - 9$	$^{208}_{82}\text{Pb} + {}^1_0\text{p} \rightarrow ^{207}_{82}\text{Pb} + 2^1_0\text{p} - 9$

Справочное издание

**ПРОМЫШЛЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА
И ТЕПЛОТЕХНИКА**

Книга 4

Зав. редакцией *И. В. Волобуева*
Редактор *Б. С. Белосельский*
Редактор издательства *Н. М. Пеунова*
Художественные редакторы *Т. А. Дворецкова,*
Г. И. Панфилова
Технический редактор *Г. С. Соловьева*
Корректор *З. Б. Драновская*

ИБ № 2766

Сдано в набор 26.10.89. Подписано в печать 14.01.91. Формат 70×100¹/₁₆.
Бумага офсетная № 2. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Усл.
печ. л. 48,1. Усл. кр.-отт. 96,2. Уч.-изд. л. 59,57. Тираж 20 000 экз. Заказ 369.
Цена 4 р. 50 к.

Энергоатомиздат. 113114 Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10
Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ле-
нинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени
А. М. Горького при Госкомпечати СССР. 197110, Ленинград, П-110,
Чкаловский пр., 15.